



国际电气工程先进技术译丛

风电并网： 联网与系统运行

**Wind Power Integration :
Connection and System
Operational Aspects**

(英) Brendan Fox 等著
刘长浥 冯双磊 译
王伟胜 刘长浥 校

 机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS



作者简介

贝尔法斯特女王大学的Brendan Fox和Damian Flynn在2000年用工程及物理研究会（EPSRC）的投资建立了一个“风电大规模联网运行（BLOWING）”工作组。这个BLOWING工作组汇聚了参加本书撰写的其他专家：北爱尔兰电力公司的Leslie Bryans在风电快速发展的网络规划方面经验丰富；曼彻斯特大学的Nick Jenkins是风电开发的全面专家；David Milborrow是咨询专家，从20世纪70年代起就致力于开发大规模风电；都柏林大学的Mark O'Malley和Rick Watson十多年来一直致力于电力系统和风力发电研究；格拉斯哥Strathclyde大学的Olimpo Anaya-Lara撰写了本书中变速风电机组的发展概论。



国际电气工程先进技术译丛

风电并网：联网与系统运行

(英) Brendan Fox 等著

刘长浥 冯双磊 译

王伟胜 刘长浥 校



机械工业出版社

本书全面介绍了大规模风电并网方面的知识及相关的主要问题,帮助读者了解风电并网的最新研究成果及运行经验,介绍与风电并网相关的主要电气、机械知识,使机械工程师可以学习到足够的电力工程知识,使他们可以理解风电场电压控制和故障穿越问题,而电气工程师可以从介绍的风电机组空气动力学知识中获益。本书是一本综合性地全面介绍风电场并网技术的专著,在我国风电迅速发展,大规模风电并网已成为一个重大关注问题的背景下,本书有重要参考价值。

本书适用于风力发电尤其是风电并网方面的基础研究、应用等方面的有关人员,包括研究、规划、设计、建设和运行人员;本书也适用于可再生能源有关专业的大学本科生和研究生,也可用于教学培训。

Copyright© 2007 The Institution of Engineering and Technology.

All rights reserved. No part of this book may be reproduced by any means whatsoever without written permission from the publisher.

The Chinese edition Copyright© 2011 by China Machine Press

本书中文简体字版由 IET 授权机械工业出版社独家出版。版权所有,侵权必究。

本书版权登记号:图字 01-2010-6644 号

图书在版编目(CIP)数据

风电并网:联网与系统运行/(英)福克斯(Fox, B.)等著;刘长浥,冯双磊译. —北京:机械工业出版社, 2011. 7

(国际电气工程先进技术译丛)

书名原文: Wind Power Integration: Connection and System Operational Aspects
ISBN 978-7-111-35016-3

I. ①风… II. ①福…②刘…③冯… III. ①风力发电—研究 IV. ①TM614

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2011)第 110228 号

机械工业出版社(北京市百万庄大街 22 号 邮政编码 100037)

策划编辑:付承桂 责任编辑:韩 静

版式设计:霍永明 责任校对:张晓蓉

封面设计:马精明 责任印制:杨 曦

北京圣夫亚美印刷有限公司印刷

2011 年 8 月第 1 版第 1 次印刷 169m

m × 239mm · 14 印张 · 280 千字

0001—3000 册

标准书号:ISBN 978-7-111-35016-3

定价:68.00 元

凡购本书,如有缺页、倒页、脱页,由本社发行部调换

电话服务

网络服务

社服务中心:(010)88361066

门户网: <http://www.cmpbook.com>

销售一部:(010)68326294

教材网: <http://www.cmpedu.com>

销售二部:(010)88379649

读者购书热线:(010)88379203

封面无防伪标均为盗版

译 者 的 话

由于世界范围常规化石能源日趋枯竭和出于对环境污染日益增长的关注，世界上很多国家的政府都特别重视可再生能源的发展。我国已经把发展可再生能源提到战略高度来对待。自 2006 年 1 月 1 日开始实施《可再生能源法》以来，我国已成为世界上风力发电增长速度最快的国家，累计风电装机容量已从 2005 年底的 1260MW，排名世界第八^①，增长到 2010 年底的 44733MW，排名世界第一^②；五年增加了 34.5 倍，平均每年翻一番以上。

全球风能资源丰富，取之不尽又没有污染，技术也相对成熟，似乎只要风电装机容量足够多就可以解决电力乃至能源和环境问题。其实不然，风电还有它的另一面：它的能量密度较低，开发利用成本较高，其变化性和随机性（而且不易预测）使它难以驾驭，不能像常规发电方式那样可以根据需要加以调度。换言之，它在某种意义上还不能算是“可靠容量”，必须在相当程度上依赖于常规发电方式；它对电网的支撑能力差；而且对电网的电能质量也往往有不利影响，必须采取额外的技术手段解决，这也会加大它本来就较高的发电成本。因此，随着风电容量在发电构成中比重的加大，它对以常规发电方式为基础的电力系统会构成重大挑战，会产生很多我们不熟悉的新问题。风力发电技术发展的基本方向是要使它不仅能提供电量（这是到目前为止风电在电力系统中起的主要作用），还要使它（至少在一定程度上）如常规电厂一样对系统起支撑作用，如电压/无功功率支持、频率调节及容量备用等。只有有效解决这些问题，风电容量才能充分利用，风电才可能大规模健康发展。

本书全面介绍了大规模风电并网方面的知识及相关的主要问题，帮助读者了解风电并网的最新研究成果及运行经验，介绍与风电并网相关的主要电气、机械知识，如电气工程师可能不太熟悉的风电机组空气动力学知识，机械工程师可能不太熟悉的电力工程学知识。本书是一本综合性地全面介绍风电场并网技术的专著，在我国风电迅速发展，大规模风电并网已成为一个重大关注问题的背景下，本书有重要参考价值。本书各章节的内容在原书前言中有全面介绍，这里不再赘述。

本书由 B. Fox、D. Flynn、L. Bryans、N. Jenkins、D. Milborrow、M. O'Mal-

① 见 GWEC 《Global Wind 2005 Report》。

② 见中国可再生能源学会风能专业委员会《2010 年中国风电装机容量统计》。

IV 风电并网：联网与系统运行

ley、R. Watson 和 O. Anaya-Lara 八位作者合作编写。他们都是供职于爱尔兰共和国（以下简称爱尔兰）和英国的大学和研究机构的风力发电方面的专家。贝尔法斯特女王大学的 B. Fox 和 D. Flynn 在 2000 年发起建立了一个“风电大规模联网运行”的工作组，他们通过这个工作组汇聚了参加本书撰写的其他专家：北爱尔兰电力公司的 L. Bryans 在风电快速发展的网络规划方面经验丰富；曼彻斯特大学的 N. Jenkins 是风电开发的全面专家；D. Milborrow 是咨询专家，从 20 世纪 70 年代起就致力于开发大规模风电；都柏林大学的 M. O'Malley 和 R. Watson 十多年来一直致力于电力系统和风力发电研究；苏格兰格拉斯哥 Strathclyde 大学的 O. Anaya-Lara 撰写了本书中变速风电机组的发展概论。

本书适用于风力发电尤其是风电并网方面的基础研究、应用等方面的有关人员，包括研究、规划、设计、建设和运行人员；本书也适用于可再生能源有关专业的大学本科生和研究生，也可用于教学培训。

需要指出的是，本书列举的实例大部分是以欧洲特别是爱尔兰为背景，而我国的电力系统和风电发展状况与欧洲有很大差别。无论是电网规模还是覆盖的地理范围，我国都远大于爱尔兰；而风电资源与负荷分布的不平衡状况则远比欧洲严重；而且我国近年来风电超常规发展，相比之下相应的电网发展则严重滞后，也就是说，我国风电并网问题的挑战要比欧洲及爱尔兰大得多。当然，书中论述的原理也适用于我国，只是解决这些问题的方案可能会更加复杂。

本书译校人员都来自中国电力科学研究院新能源研究所，具体分工为：刘长浥翻译前言、第 1~5 章、第 7 章和附录，冯双磊翻译第 6 章，王伟胜、刘长浥统稿并校对。限于译者的水平，译文中难免有不准确甚至错误的地方，请读者批评指正。

译 者

2011 年 4 月

前 言

促使我们撰写本书的推动力量是风力发电的快速发展及它对未来电力系统的规划、运行及控制的意义。它对 20 世纪 90 年代以前还是垂直组合的电力公司本来就会是一个重大的挑战。在如今的自由化电力市场条件下，它的挑战性就更加强烈。本书的目的是考察风力发电大规模并网的主要问题，然后作者们根据目前最新的风电并网研究及运行经验，以他们的知识和专业经验帮助引导读者，给出解决方法。

本书的背景是英国政府（以及大部分欧洲国家政府）承诺到 2010 年可再生能源发电达到 10% 的目标，到 2020 年更达到 20% 的“雄心勃勃”的目标。风力发电的成本一直在显著下降，从而带来能源成本的降低。在平均风速为 8m/s 及以上的地方，如在大不列颠和爱尔兰的大部分地区，风力发电成本的降低已经使风电几乎可以与联合循环燃气轮机（CCGT）发电竞争，而且没有长期可用性与成本方面的问题。它的劣势在于它在电力系统运行期间的供电能力难以预测。无论如何，风电都不能提供“可靠容量”，因此从商业角度来说，它在市场上要受到像 BETTA（英国电力交易及输电规定）这样的规定的限制。但另一方面，形式为可再生能源义务证书（ROC, Renewable Obligation Certificate）的绿色激励措施也给风力发电机带来可观的额外收入。它鼓励越来越多的开发商进入这一领域，这表明 10% 的目标是可以达到的。确实，德国、西班牙和爱尔兰的风电渗透水平已经达到 5% 左右，而丹麦在几年前就已经达到了 20%。

本书试图为各个不同专业的工程师在风电并网的所有主要方面都提供坚实的基础知识。机械工程师可以学习到足够的电力工程知识，使他们可以理解风电场电压控制和故障穿越问题；而电气工程师可以从介绍的风电机组空气动力学知识中获益。他们都需要理解电力市场，尤其是风电如何交易。

第 1 章介绍 20 世纪 90 年代以来风电的重大发展，概述获取风电的各个技术选项，还说明风电大规模并网可能带来的问题，并概述可能的解决方法。第 2 章主要论述电力工程的基础知识，使非电力专业的工程师能理解本章和第 4 章说明的概念。第 3 章介绍风力发电机技术，重点介绍目前的变速风电机组设计。第 4 章介绍风电场联网及联网对电网设计的影响——这是一个应对变速发电机尚缺乏确定方法的领域。

第5章介绍在风电功率很大程度上不可预测而且控制范围有限的情况下，电力系统运行的关键问题。储能可以提供一个很诱人的解决方法：这里的问题主要是如何确定切实可行、低成本的选项并假定使用现有的抽水蓄能电站。第6章主要介绍风电功率预测的重要性，介绍了近十年来在这一领域所取得的令人鼓舞的进展。组合预测法是一种有用的运行工具，至少可以为系统运营商提供预测可靠性的指标。最后，第7章归纳电力市场的主要类型，讨论了风电交易的前景，解释并讨论了支持可再生能源的主要方案。

本书的大部分内容来自作为工程及物理研究会（EPSRC, Engineering and Physical Research Council）的一部分，“风电大规模入网情况下的系统运行”网络组织的多个工作组。这个网络后来被简称为 BLOWING（Bringing Large-scale Operation of Wind power Into Networks and Grids，风电大规模入网情况下的系统运行）网络。本书反映了很多涉及作者和网络成员的活跃讨论。这些成员里我们要特别提到 Graeme Bethurst、Richard Brownsword、Edward Clarke、Ruairi Costello、Lewis Dale、Michael Farrell、Colin Foote、Paul Gardner、Sean Giblin、Nick Goodall、Jim Halliday、Brian Hurley、Michael Jackson、Daniel Kirschen、Lars Landberg、Derek Lumb、Andy McCrea、Philip O'Donnell、Thales Papazoglou、Andrew Power 和 Jennie Weatherill。Janaka Ekanayake、Gnanasamnbandapillai Ramtharan 和 Nolan Caliao 帮助撰写了第3章。我们还要提到 Shashi Persaud 博士，20 世纪 90 年代后期他在女王大学攻读博士学位期间的研究对提出网络建议起了很大作用，而且他后来又一直帮助进行网络管理。

B. Fox, 贝尔法斯特

2006 年 11 月

缩 略 语

AC	Alternating current	交流电
AWPT	Advanced Wind Prediction Tool	高级风电功率预测工具
BETTA	British Electricity Trading and Transmission Arrangement	英国电力交易及输电协议
CCGT	Combined cycle gas turbine	联合循环燃汽轮机
DC	Direct current	直流电
DFIG	Doubly-fed induction generator	双馈感应发电机
DSO	Distribution System Operator	配电系统运营商
DTI	Department of Trading and Industry (UK)	贸易与工业部 (英国)
EMS	Energy management system	能源管理系统
FACTS	Flexible alternating current transmission system	灵活交流输电系统
GTS	Global Telecommunication System	全球通信系统
HIRLAM	High Resolution Limited Area Model	高分辨率有限区域模型
HV	High voltage	高电压
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor	绝缘栅双极型晶体管
ISO	Independent System Operator	独立系统运营商
LDC	Line drop compensation	线路电压降补偿
MAE	Mean absolute error	绝对平均误差
MOS	Model output statistics	模型输出统计
NETA	New Electricity Trading Arrangement (BETTA's predecessor)	电力交易新规定 (BETTA 的前身)
NFFO	Non-fossil fuel obligation	非化石燃料义务
NWP	Numerical weather prediction	数字天气预测
OCGT	Open cycle gas turbine	开环燃气轮机
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets (UK)	天然气及电力市场管理局 (英国)
PFCC	Power factor correction capacitance	功率因数校正电容
PI	Proportional + integral	比例积分
PWM	Pulse width modulation	脉宽调制

RAS	Remedial action scheme	补救行动方案
RMSE	Root mean square error	方均根误差
ROC	Renewable obligation Certificate	可再生能源义务证书
ROCOA	Rate of change of angle	角度变化率
ROCOF	Rate of change of frequency	频率变化率
SCADA	Supervisory, control and data acquisition (system)	监控及数据采集系统
SDE	Standard deviation of errors	误差的标准偏差
SEM	Single Electricity Market (Ireland)	单一电力市场 (爱尔兰)
STATCOM	Static compensator	静态补偿器
SVC	Static var compensator	静态无功补偿器
TSO	Transmission System Operator	输电系统运营商
UTC	Co-ordinated Universal Time	协调世界时
VIU	Vertically integrated utility	垂直组合电业部门
VSC	Voltage source converter	电压源变换器
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program	风资源地图分析及应用程序
WPPT	Wind Power Prediction Tool	风电功率预测工具
WTG	Wind turbine generator	风力发电机

目 录

译者的话

前言

缩略语

第 1 章 绪论	1
1.1 概论	1
1.2 世界能源状况和气候变化	1
1.2.1 可再生能源	2
1.3 风力发电	4
1.3.1 背景	4
1.3.2 风电机组容量和出力的变化	5
1.3.3 发电量	5
1.4 设计选项	6
1.4.1 叶片	6
1.4.2 控制和传动系统	7
1.4.3 主要设计选项小结	7
1.5 风电场	8
1.5.1 海上风电场	9
1.6 经济性	9
1.6.1 风电机组价格	9
1.6.2 发电成本	10
1.6.3 二氧化碳减排	11
1.7 并网和变化性：关键问题	12
1.7.1 风电的波动性	12
1.7.2 容量可信度	13
1.7.3 嵌入式发电的效益	14
1.7.4 储能	15
1.8 将来的发展	15
1.8.1 技术方面	15
1.8.2 未来价格趋势	16
1.8.3 市场发展	16
1.8.4 并网问题	16

第2章 电力系统基础知识	17
2.1 引言	17
2.2 基本原理	17
2.2.1 电磁学	17
2.2.2 磁路	19
2.2.3 电磁感应	20
2.2.4 供电	20
2.2.5 变压器	21
2.3 交流供电	23
2.3.1 稳态交流系统功率	23
2.3.2 相量	25
2.3.3 交流系统的功率	27
2.4 电力系统简介	28
2.4.1 三相系统	28
2.4.2 单相系统与三相系统的比较	28
2.4.3 三相供电	30
2.4.4 平衡星形接线负载	30
2.4.5 平衡三角形接线负载	31
2.4.6 一些有用的惯例	32
2.4.7 复功率	32
2.4.8 等效单相法	33
2.4.9 标幺值系统	33
2.5 输电	35
2.5.1 线路参数	36
2.5.2 线路模型	38
2.5.3 输电功率	39
2.5.4 电压调节	40
第3章 风电技术	42
3.1 引言	42
3.2 风电技术的历史回顾	42
3.3 大型风力发电机的设计选择	43
3.4 获取能量和功率控制	45
3.4.1 风轮扫掠面积上获取的能量	45
3.4.2 功率控制	47
3.5 定速风电机组	50
3.5.1 感应（异步）发电机概述	50
3.5.2 基于感应发电机的定速风电机组	55
3.6 变速风电机组	57

3.6.1 双馈感应发电机风电机组	58
3.6.2 大范围变速同步发电机风电机组	61
第4章 风电并网	69
4.1 引言	69
4.2 风电场启动	69
4.3 电网电压管理	70
4.3.1 电压等级问题	71
4.4 热效应/有功功率控制	82
4.4.1 规划方法/标准	82
4.4.2 风电场联网问题	83
4.4.3 主干系统问题	84
4.4.4 设备问题	85
4.5 电网电能质量管理	86
4.5.1 电压降落	86
4.5.2 谐波	86
4.5.3 闪变	87
4.6 系统暂态性能	87
4.6.1 频率性能和动态响应	87
4.6.2 暂态响应	89
4.7 故障水平问题	93
4.7.1 设备通流能力	94
4.8 信息	95
4.9 保护	95
4.9.1 系统保护	95
4.9.2 与输电系统相连的风电场	96
4.9.3 与配电系统相连的风电场	98
4.9.4 风电场保护	99
第5章 电力系统运行	101
5.1 引言	101
5.2 负荷-频率控制	101
5.2.1 发电机组的负载-频率控制	105
5.2.2 频率紧急控制	107
5.3 含风电系统的运行	111
5.3.1 风电的系统运行问题概述	111
5.3.2 爱尔兰的风力发电	114
5.3.3 系统运行和风的变化性	126
5.3.4 系统运行模式	134
5.3.5 容量可信度	140

5.3.6 提供辅助服务	142
5.3.7 风力发电机的惯性响应	149
5.3.8 分布式发电的保护	152
5.4 储能/负荷灵活管理	154
5.4.1 常规储能	155
5.4.2 需求侧管理	158
5.4.3 氢气储能	160
第6章 风电功率预测	164
6.1 引言	164
6.2 气象背景	165
6.2.1 气象、天气与气候	165
6.2.2 大气结构与尺度	165
6.3 数值天气预报	166
6.4 持续预测	168
6.4.1 误差指标	168
6.4.2 参考模型	171
6.5 高级风电功率预测系统	175
6.5.1 Predictor	178
6.5.2 统计模型	182
6.5.3 集合预报	186
6.6 结论	187
第7章 风电和电力市场	188
7.1 引言	188
7.2 电力市场	190
7.3 平衡、容量及辅助服务	191
7.4 支持机制	193
7.5 成本	194
7.6 投资和风险	196
7.7 未来展望	197
附录 FACTS 技术	199
参考文献	204

第 1 章 绪 论

1.1 概论

可再生能源发展的主要动力来自人们对全球变暖的日益增长的关注，人们采用很多政策来鼓励发展无碳技术。这里要对它们做一个简单概述。毫不奇怪，发展最迅速的地方就是补贴最慷慨的地方，如加利福尼亚（在早期）、丹麦、德国和西班牙。

本章概述了可再生能源技术的属性，包括将来可能得到商业发展的那些技术。然而，风力发电在过去 10 多年里保持了 25% 的复合增长率，目前的总装机容量已经超过 60000MW。随着技术的发展，风力发电的可靠性提高了，发电成本降低了，从而取得了与其他热力能源和可再生能源并列的地位。

“如果不刮风会怎么样？”这样的问题是对风力发电的一个直觉反应，但这个问题过于单纯化。对整个电力系统而言，运营商关注的问题是风电引入的不确定性。现在一些研究已经对间歇性的成本做了定量，这一成本是适度的，而且这些研究也明确表明，风电可以替代常规的火电容量。

尽管并网发电的风电机组的直径已经接近 100m，单机容量已经达到 5MW，而且人们还在开发更大的风电机组，但离网的风电机组却小得多，而且它们成功的商业使用标准也不相同，因为它们需要输入燃料，所以发电成本经常很高。

在将来，海上风电可能会扮演越来越重要的角色，原因之一是它可以降低环境影响。在丹麦、德国、爱尔兰及英国等国家，人们一直积极开发海上风电，而且很可能对一直强劲增长的风电装机容量做出重要贡献。到 2013 年，海上风电装机容量可能达到 200000MW。

1.2 世界能源状况和气候变化

全世界的一次能源需求从 1971 年到 2003 年几乎翻了一番，而且预期到 2020 年还要再增长 40%。过去 30 年里，能源明显从石油向天然气转移。在 2003 年，全世界范围内，天然气已经占一次能源消费的 21%，占发电用一次能源的 19% [国际能源署（IEA, International Energy Agency），2005]。

用于取暖和发电时，天然气产生的二氧化碳少于煤炭和石油，因此过去 30 年

里，二氧化碳排放的增加与能源需求的增长之间并不相当，而大约只有它的 70%。然而，由于对全球变暖问题日益增长的关注，世界各国政府开始讨论降低二氧化碳排放的方法。在联合国的支持下，国际气候变化谈判一直在进行，而且 1997 年 12 月在京都的一次关键会议上，各方达成了（从 1990 年到 2008 年 12 月的目标日期窗口）全球降低温室气体 5% 的总体目标，并设定了各自的国家目标。在俄罗斯于 2004 年 11 月批准了该议定书之后，2005 年 2 月 16 日，京都议定书最终成为有法律约束力的文件。

欧盟承担的义务是降低排放 8%，并在其成员国之间达成了目标分配协议。英国承诺在同一期间降低排放 12.5%。可以指出，英国政府在 1997 年的一项宣告中也承诺在同一期间降低二氧化碳排放 20%。

1.2.1 可再生能源

2003 年，可再生能源在全世界的一次能源中占的比重为 13.5%（水电占 2.2%，可燃可再生能源及废弃物占 10.8%，地热、太阳能和风能占 0.5%）。因为有相当多的可燃可再生能源用于供热，所以它们在发电方面的贡献与以上数字有一定差别：水电贡献为 15.9%，地热、太阳能、风能和可燃可再生能源的贡献为 1.9%。全世界的水电装机容量已超过 800GW，而发展迅猛的风力发电在 2005 年底装机容量约为 60GW。尽管水电装机有相当数量处于发展中国家，但发达国家的多数可再生能源工作集中于风电、太阳能和生物质能技术。2003 年，全世界的水力发电量为 2654TWh，而其他可再生能源的发电量为 310TWh。

并不存在限制继续开发水力发电的技术和经济原因，但大规模开发水电需要大量土地建设水库，而这种地点经常很难找到。因此，大规模开发水电通常不能进入大部分可再生能源支持机制的保护伞之下。而小规模开发，包括径流式方案通常会得到支持，但这样的发电成本通常较高——通常为 $5p/kWh^{\ominus}$ 以上。拦潮闸技术的进一步开发也可能因同样的理由受到限制，尽管这一技术已为人们充分了解并得到证实。另一方面，潮汐流技术还是一项较新的技术，它要使用水下涡轮机利用潮汐流能量，在概念上与风力涡轮相似。它是欧盟进行的研究活动的重点，它的原型机目前正在试验。波浪能也处于类似的开发阶段，它的研究工作正在经济合作及发展组织（OECD, Organisation for Economic Co-operation and Development）内进行，很多原型装置目前都在试验中。

1.2.1.1 支持机制

尽管某些可再生能源能够或已经可以与化石能源进行商业竞争，但它们的新兴状态通常都要通过各种支持才能得到普遍承认。在过去 10 年左右，出现了各种支持体系：

$\ominus$ p——便士，英国货币单位，1 便士等于 0.01 英镑。——译者注

- 资本金补贴：这种机制至少部分支持了 20 世纪 80 年代早期加利福尼亚风电的飞速发展（慷慨的发电量补贴也是一项助长因素）。资本金补贴在欧洲也出现过，但现在已经很少见。
- 某些欧洲国家通过标准发电电价支付体系支持可再生能源，通常是消费电价的某个百分数。在这些机制中，德国和丹麦的机制对市场的刺激非常有效。德国的风电支持机制现在已经非常复杂，甚至适用到具体场址的风速。
- 竞争性投标：可以以英国的非化石燃料义务法（NFFO, Non-Fossil Fuel Obligation）为例。开发商以他们可以承受的电价竞标，投标电价需要低于政府设定的对于相应装机容量的限值，中标者这时可以获得长期合同。这种机制在英国经历了很多变化，并为法国和爱尔兰所仿效。
- 电价部分补贴：美国的发电税收抵免是这种方法的一个范例；成功的可再生能源项目可以享受每单位发电量 0.018 美元的补贴。
- 义务：美国的可再生能源配额制（Renewables Portfolio Standard）和英国的可再生能源义务法（Renewables Obligation）是这种方法的典型。它实质上是要求，到规定日期，电力供应商使用可再生能源发出的电量必须达到规定的百分数。不能满足这一要求的供应商受到的惩罚即所谓收购支付（buy-out payment）。

标准支付通常在鼓励发展方面比较成功，尽管它在降低电价上激励不够有力（目前德国的激励体系试图用逐年减少支付的方法克服这一缺点）。竞争性方案，如 NFFO，在鼓励发展方面有时不够成功，但英国的 NFFO 在降低电价上却非常成功。

1.2.1.2 英国的可再生能源：装机容量和目标

英国政府引入了一系列旨在降低温室气体排放的措施，包括征收气候变化税、提高能效措施，以及在其他部门（如运输和农业）的主动行动。可再生能源的目标是，到 2010 年，可再生能源发电量达到 10.4%，并规定了达到这一目标的逐年规划。欧盟推动可再生能源发电的条例草案也对英国提出了同样的（非约束性的）目标。

电力供应商可以通过以下各种手段的组合来履行他们的义务：

- 直接用可再生能源发电厂供电。
- 单独购买可再生能源义务证书（ROCs, Renewable Obligation Certificates），所含电量应等于它们应履行的份额。
- 向监管部门支付收购价（buy-out price）。英国天然气及电力市场管理局（OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets）起初规定的收购价是 3p/kWh。

英国贸易和工业部（DTI, Department of Trade and Industry）期望收购价会成为市场价（由于它缺乏流动性），并估计这一义务的成本最终可达到约每年 10 亿英

镑，还要加上约 5% 的电费。然而，很多人怀疑这个目标是否能够达到。这意味着可再生能源的发展速度需要达到现在的 5 倍。那时可再生能源发电预期要达到 38TWh。

2002 年，英国可再生能源的总发电量约为 12.6TWh，其中 4.7TWh 来自水电，2.7TWh 来自垃圾填埋气体，1.3TWh 来自风力。风电装机总量还低于 600MW。

1.3 风力发电

1.3.1 背景

从 1997 年到 2005 年，全世界风电装机容量每三年翻一番，如图 1-1 所示 (Windpower Monthly, ‘The Windicator’, 1997~2005)。人们怀疑其他能源技术现在和过去是否能以这种可观的速度发展。2005 年，全世界风电装机容量增长了 26%，使年底的风电装机容量达到约 60GW。德国的装机容量最高，超过 18GW；而丹麦的人均装机容量最高，丹麦西部的风电发电量约占消费电量的 25%。有时，日德兰半岛 (Jutland) 的风电机组出力甚至与总消费量相当。

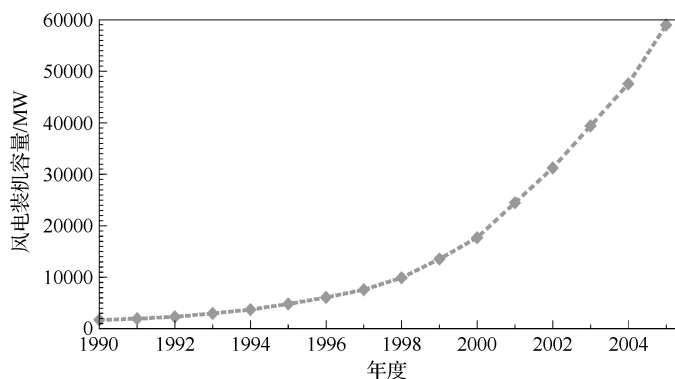


图 1-1 世界风电装机容量的发展 (1990~2005)

推动这种快速发展的不仅有各种财政支持机制，还因为风电技术极其快速的成熟。发电量的提高一方面是由于可靠性得到了改善，另一方面也得益于大型风电机组的开发。规模化发展的经济性对效率的提高只能起适度作用，而风电机组加大意味着塔架更高，风轮能捕捉到更高风速。技术发展也伴随着成本降低，而成本降低部分是由于规模化的经济性，部分是由于生产技术的改进。最后，风电的成功也因为人们越来越意识到风力资源，尤其是海上风力资源的重大价值，而且它的能源成本正在接近用常规燃料发电的成本。某些情况下，风力发电的成本甚至低于常规燃料发电成本。

近年来，人们已经开发了一些海上风电场，更多海上风电场正在规划。尽管海

上风电成本通常高于陆上风电，但它资源丰富，很少受环境影响。

1.3.2 风电机组容量和出力的变化

就在不到 20 年前，早期的风电机组还相当小（50 ~ 100kW，直径为 15 ~ 20m），但商用风电机组的单机容量一直在稳定增长。图 1-2 跟踪了德国从 1990 年到 2004 年安装的风电机组的平均容量（Ender, 2005）。在此期间，平均单机容量增长了 10 倍，从 160kW 增大到 1680kW。

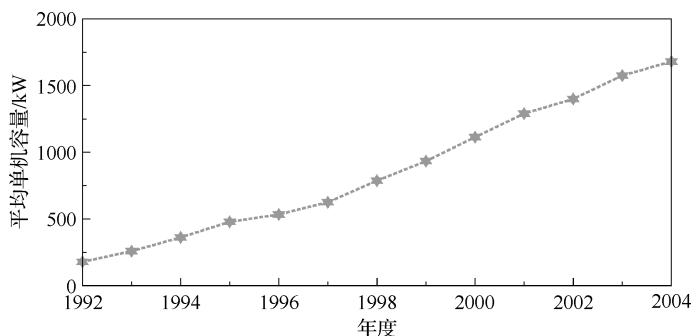


图 1-2 德国风电机组平均单机容量

随着风电机组单机容量的增长，轮毂高度也在增加。按照经验方法，轮毂高度通常与风轮直径相似，但德国数据分析（Milborrow, 2001a）表明，很多制造商提供高塔架选项，以达到更高出力。有些风电机组的直径约为 70m，但轮毂高度却达到 100m。

更大的风电机组装在更高的塔架上，可以截取更高风速，从而提高发电效率。增加发电量的另一个方法是加大发电机的额定功率。然而，额定功率越大，达到最大出力的时间越少。因此安装额定功率很大的发电机经济上并不合理，因为达到最大出力的高风速每年只能遇到几个小时。因为风电机组制造商也要受到类似的压力，所以他们把额定出力定为与 $400\text{W}/\text{m}^2$ 风轮扫掠面积相对应。因此，20 世纪 90 年代早期上市的 40m 直径风电机组的出力约为 500kW。比如平均风速为 7.5m/s ，且具有典型风速分布模式，则意味着达到最大出力的时间约为全年的 8%。然而随着市场竞争的加剧，额定容量一直在增大，现在大型风电机组的定值已经达到 $600\text{W}/\text{m}^2$ 。

1.3.3 发电量

风电机组容量和比出力的加大，以及空气动力学尺度效应和设计改进在一定程度上都促进了发电量的显著增长。图 1-3 直观地表示了这种情况。它表明，风电机组直径从 20m 增加到 60m 时，风轮扫掠的单位面积年发电量增加了约 50%。该图使用了制造商规范书中给出的实际性能数据，采用的 30m 高度参考风速为 7m/s 。它假定风速随高度加大遵循 $1/7$ 次方定律。

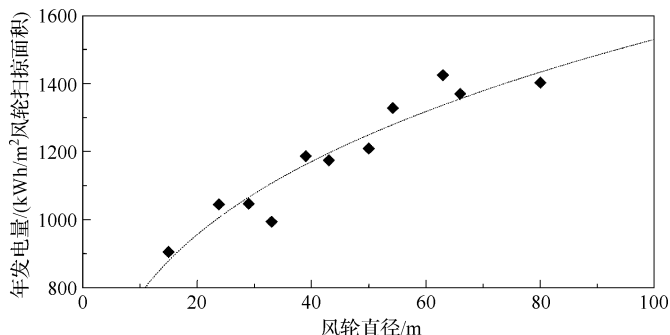


图 1-3 风轮直径与年发电量

1.4 设计选项

发电量固然重要，但价格也很重要，制造商使用各种方法来寻求高发电量和低价格之间的平衡。这个频谱的一端是简单耐用的定速运行、使用感应发电机的失速调节风力发电机组，而另一端是变速、直驱、带功率调节装置的风电机组，它的功率因数既可以滞后，也可以超前。

设计选项有大量可能性。在市场上，风电机组类型并不很多，但实际上它们绝非趋于一致。现在，世界上大部分风电机组都是三叶片，大部分机械装置都安装在机舱内，机舱通过偏航进行对风，并安装在钢制塔架上。

1.4.1 叶片

制造叶片使用的材料范围很广，有铝、钢（制造桁架，减少风的阻力）、木环氧树脂及钢化玻璃塑料等。后两种材料现在最常用，因为它们兼顾了强度、重量和成本几方面的要求。重量必须尽可能降低，因为风电机组重量对它的总体造价影响巨大。风电机组的成本通常占风电场总成本的 65%~75%，它的资金偿还约占发电成本的 75%。

人们乐于使用三叶片的原因在于它有某些显著优点：

1. 无论叶片配置如何，由风向确定的围绕偏航轴惯性矩不会产生太大变化；这可以降低在使两叶片风电机组偏航时将要产生的回转循环力。
2. 三叶片风电机组旋转速度较慢，这很重要，因为可以降低噪声。
3. 三叶片风轮旋转时看起来比较舒服，这对规划人员来说是一项重要考虑。

可能与直觉相反，三叶片风轮只比两叶片风轮稍重（约重 15%）。有人认为，正在兴起的海上风电市场有可能唤醒人们对两叶片风轮的兴趣，因为对于陆上风电场的两个制约因素（噪声和视觉影响）在海上都不太重要。但还没有迹象表明会发生这种情况。

风电机组是一种大型结构，因此它的重量很重要。叶片的重量尤其重要，因为减少叶片重量可以相应降低轮毂、机舱和塔架结构的重量。一种相当简单的推理认为，叶片重量随叶轮直径的三次方加大，这是从观察直径 20 ~ 100m 的风轮重量得出的。然而，多年来的实践表明，通过深入理解风轮空气动力学和叶片荷载特性，可以实质性降低风轮重量。

1.4.2 控制和传动系统

世界上大约一半风电机组是固定叶片、失速调节型，其他是变桨距调节，目的是限制高速时的功率。失速调节型风电机组可以免于配置叶片桨距变化所需的有可能产生麻烦的控制，但仍需要某种形式的活动翼面，以调节同步前及从电网切出时的转速。然而必须强调指出，现在这两种风电机组的可靠性都很高。

现在大部分风电机组是定速运行的，使用感应发电机；但越来越多的风电机组以变速运行，使用功率调节设备（见第 3 章）；或以双速运行，对感应发电机进行极数切换。风速较低时，使用较低转速的好处是降低了噪声，而且略微提高了气动效率，因而会提高发电量。越来越多的风电机组取消了齿轮箱，直接驱动多极发电机。

使用功率调节设备的另一个好处是不需要从电网吸收无功功率。这对电力企业很有好处，而且风电机组运营商也会节省支出，因为无功功率也经常收费。如果风电机组能以更高电价向电力企业售出功率因数超前的电量，那么它还可以得到进一步的收益。

传动技术的最新发展是使用直驱发电机。德国制造商 Enercon 向全世界大量售出了这种风电机组。它目前出售的容量范围为 200 ~ 5000kW，5000kW 风电机组的直径为 112m。

1.4.3 主要设计选项小结

主要设计选项归纳见表 1-1。

表 1-1 典型风电机组的特性

风轮直径	最大可达 110m（6MW）
叶片数量	多数为三叶片，一些为双叶片，少数为单叶片
叶片材料	多数为钢化玻璃塑料，木环氧树脂用得越来越多
风轮朝向	通常为塔架的上风向，有些为下风向
转速	通常为定速，52m 直径的风电机组转速约为 25r/min，容量越小转速越快；有些风电机组是变速的，或双速的
功率控制	最常用的方式是： “失速控制”：叶片固定，但在高速时停转 “桨距控制”：叶片全部或部分旋转来限制功率
传动系	最常见的是增速齿轮箱，但现在某些商用设计使用了多极发电机的直驱方式——见下一条

(续)

发电机	通常是感应式，4 极或 6 极；开始使用双馈感应发电机 变速风电机组使用 AC/DC/AC 系统 大直径电机（最大 6m）使用直驱方式
偏航控制	传感器监控风向；发电时风轮转动，使之与风向一致 有的风电机组是被动响应
塔架	圆筒式钢结构最常见 早期风电机组使用桁架式塔架；有些（大型）塔架是混凝土结构

AC：交流；DC：直流

1.5 风电场

支持机制的实质会影响风电产业的开发模式。例如，早期加利福尼亚及后来英国的风电开发模式主要是风电场，一般是几十台风电机组，有些会是上百台甚至更多。德国和丹麦的开发模式有利于个人或小合作体投资，所以那里有很多单个风电机组，或两三台一组的风电机组。建设风电场会产生规模效益，尤其在土建和联网成本方面，而且可能从风电机组制造商那里得到数量折扣。在海上风电场的情况下，规模效益得到的节约特别明显。很多建议中的开发项目包含很多风电机组。

表 1-2 给出了陆上和海上风电场的参数指标。

表 1-2 一个陆上风电场和一个海上风电场的关键特性

	陆上风电场	海上风电场
工程名称	Hagshaw Hill	Middelgrunden
工程位置	苏格兰高地郡南部，格拉斯哥南 50km	丹麦哥本哈根附近
场址特点	高沼地，周围是深谷	水深 2 ~ 6m
风电机组	26 台，每台 600kW	20 台，每台 2MW
工程装机容量/MW	15.6	40
风电机组尺寸	轮毂高度为 35m，风轮直径为 41m	轮毂高度为 60m，风轮直径为 76m
风电机组特性	修改了风电机组结构，使之适用于极高阵风，叶片噪声极低	修改了防腐蚀保护，使用了南部气候控制，内部装有工作升降机
风电机组选位	不规则排列，分为两组，间距通常为风轮直径的 3 倍	曲线排列，间距 180m；风电场总长度为 3.4km
年发电量/(MWh)	57000	85000(哥本哈根用电量的 3%)
建设时间	1995 年 8 月到 11 月	2000 年 3 月到 2001 年 3 月

来源：丹麦 Bonus Energy A/S, www.bonus.dk, 2005 年 6 月 30 日

由于风速对发电量影响极大,因此它是电量成本的主要决定因素,粗略地说,在风速为 8m/s 的地点开发的风电场,电量成本约为风速为 5m/s 地点的 $1/3$ 。通常,在五大洲的海边,风速为 5m/s 左右的地点随处可见,但开发商的目标通常是更高的风速。丹麦很多海边区域和全国各地的风速都达到 7m/s ;希腊岛屿的很多地方、加利福尼亚山口(很多早期风电开发的地点)及山地和加勒比、爱尔兰、瑞典、英国、西班牙、新西兰和南极洲的沿海风速更高。

1.5.1 海上风电场

海上风电吸引人的原因很多,主要是资源丰富、环境影响小。在欧洲,这些资源大部分处于电力需求中心的合理距离之内。

海上风速通常高于内陆,尽管英伦诸岛、意大利和希腊的风速确实高于海上风速。但距海岸 10km 处的海上,通常风速会比海岸高 1m/s 。北海和波罗的海的广大区域的风速都超过 8m/s (50m 高度)(Hartnell 和 Milborrow, 2000)。海上的湍流也较低,可以降低疲劳负荷。然而,在设计中必须考虑风与波浪的相互作用。不可避免的是,海上风速特性的描述通常不如陆上的准确,但这对于风资源评估来说并不重要,但发电成本需要准确估计。潜在的海上风电运营商目前正在进行测试,进一步的研究工作正在进行。

丹麦、瑞典、比利时、荷兰、德国、英国和爱尔兰已经建造了适于海上环境(无论是海上还是港口防波堤)的风电机组。这些国家中的大部分,包括意大利,都在规划下一步工作。对于这些国家的兴趣的响应是,某些制造商现在特地研制了适用于海上风电市场的风电机组。这些机组的容量大部分为 $1.5 \sim 3.5\text{MW}$,它们的设计也做了修改,如密封机舱和维护专用平台等。大型风电机组通常成本效益更佳,因为高发电量至少会部分补偿它的高基础成本。

兆瓦级风电机组的建造、现场交付及组装都需要专用设备、适用的港口和仔细规划的时间表,最大限度地利用天气比较平静的时间段。尽管人们曾认为进入现场维护可能是个问题,但丹麦设备的早期经验是令人鼓舞的,可是仍然缺乏某些条件不好的海上经验。

1.6 经济性

1.6.1 风电机组价格

人们开发了大型风电机组,因为它们不仅发电量较高,而且成本较低,如前面已经讨论过的。因为风电机组成本(风轮单位扫掠面积)随容量加大而降低,所以使用大型风电机组意味着如发电量一定,则需要的机组台数会减少,因此运输、安装和敷设电缆的成本都会降低。

1.6.2 发电成本

对“风电的经济性如何？”这样的问题没有一个简单答案。答案取决于当地的风况、竞争燃料的价格及体制因素。这些因素也都不能孤立考虑，体制因素的重要性也决不能忽视。

为了对陆上和海上电价作比较，图 1-4 给出了不同范围的风速下的数据（Milborrow, 2006），假设如下：

- 装机成本：陆上€1000 ~ €1400/kW，海上€1300 ~ €1900/kW。
- 15 年折旧，实际折旧率为 6%。
- 运行维护成本：€ 15(陆上低估计值) ~ € 80/kW/a(海上高估计值) +€ 3/MWh。

其他可比电价为：燃气与燃煤电厂为€40 ~ €55/MWh，核电厂为€30 ~ €75/MWh，取决于电厂的融资情况。因此，从图 1-4 可以看出，最佳的陆上风电场址可以以有竞争力的价格发出电力。

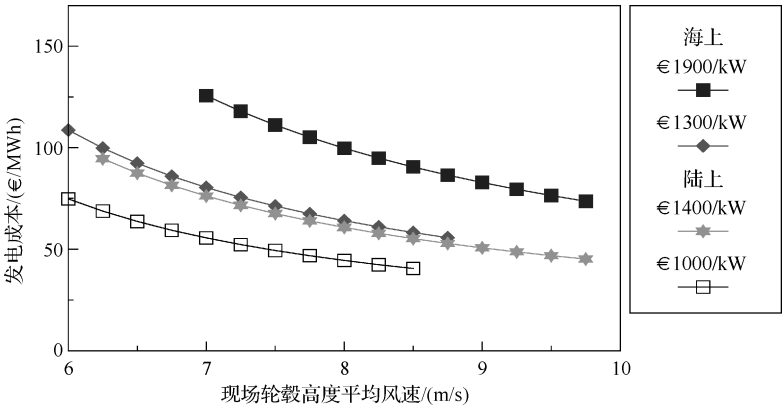


图 1-4 海上风电与陆上风电的价格比较

然而，这一比较过分简单，它忽略了三个重要问题：

1. 可再生能源中最常见的风电会馈入低压配电网，靠近用电点，因此价值可能较高。

2. 风电的外部成本远低于火电厂。外部成本是没有计入的成本，如酸雨造成损害的成本及煤炭补贴。

3. 以上两点提高了风电的价值。而相反的意见认为，风电的变化本质意味着它会带来附加备用成本，因为它加大了供需双方匹配的不确定性。

这些问题的第一点和最后一点将在下文讨论。欧盟委员会资助了一项外部成本的权威性研究（欧盟，1995）。这项研究的估计结果见表 1-3。应该指出，很多国家的政府都不动声色地接受了前面讨论过的对可再生能源提供支持的机制。

表 1-3 外部性成本的估计值 (单位: €/MWh)

范 畴	煤 炭	石 油	CCGT	核 电	风 电
人类健康和事故	0.7 ~ 4	0.7 ~ 4.8	0.1 ~ 0.2	0.030	0.040
农作物/森林	0.07 ~ 1.5	1.600	0.080	小	0.080
建筑物	0.15 ~ 5	0.2 ~ 5	0.05 ~ 0.18	小	0.1 ~ 0.33
灾难				0.11 ~ 2.5	
总损害	0.7 ~ 6	0.7 ~ 6	0.3 ~ 0.7	0.2 ~ 2.5	0.2 ~ 0.5
全球变暖	0.05 ~ 24	0.5 ~ 1.3	0.3 ~ 0.7	0.020	0.018
总指标	1.7 ~ 40	3.7 ~ 18.7	0.83 ~ 1.86	0.36 ~ 5	0.4 ~ 1.0

CCGT: 联合循环燃气轮机

1.6.3 二氧化碳减排

尽管很多人建议对至少从定性上会产生外部性成本的化石燃料发电征收碳排放税，但欧盟排放交易法的目的却是确定取决于为排放设定的最高级别的二氧化碳排放的市场价格。2006 年初，二氧化碳的交易价格约为€ 25/t，因而它的惩罚是从对燃煤发电的约€ 20/MWh 到对燃气发电的€ 6 ~ € 8/MWh。这一方案大大改善了风电在欧盟的竞争地位。

欧盟排放交易法案省去了确定引入风电实现二氧化碳减排精确水平的需要。对这一点人们还有一定争议。通过引入风电实现的二氧化碳减排取决于它取代的燃料。因为风电是一项“必须运行”的技术，所以它意味着风电场出力的变化要反映在跟踪负荷的电厂的出力变化。在欧洲的大部分地区，燃煤和燃油电厂都需要随负荷变化，这意味着每单位可再生能源电力将会减少 650 ~ 1000g 二氧化碳排放（较低数字对应于石油）。然而，随着风电占系统比例的加大，由于增加备用设备导致的二氧化碳排放增加也必须考虑在内，尽管这种增加是相当适度的。

基于以上推理，到目前为止，对估计二氧化碳减排的方法人们还是有相当合理的一致意见的。但近来，人们也提出了一些替代方法，也许是从英国贸易工业部（DTI）的可再生能源咨询文件（ETSU，1999）提出的肯定性分析得到了例证。该文件建议了英国可再生能源方案的三种碳减排范围评估的情景：

- 1. 可再生能源替代联合循环燃气轮机。
- 2. 可再生能源替代普通燃煤设备。
- 3. 可再生能源替代目前的电源结构。

该文件认为，第一种情景很不现实，所以就不再加以评论。此外，从采用了可再生能源取代天然气作为它的首选方法之后，DTI 以此为依据将禁止新建燃气发电厂。假如英国新建燃气电厂的数量降到极少，则以上论据就显得难以维持。但也有一种论据认为，风电场也和燃气电厂一样能迫使老旧燃煤电厂关闭。

用可再生能源替代目前的电源结构的技术支持论据似乎不多，尽管已发表的二氧化碳减排研究对三种选项描述的数量差别不大。

1.7 并网和变化性：关键问题

有一种很普遍但并不正确的感觉，即认为把风电引入电网会产生问题，从而带来财务上的惩罚。随着英国实施了新电力交易协议 [NETA, New Electricity Trading Arrangement, 后来改称英国电力交易和输电协议 (BETTA, British Electricity Trading and Transmission Arrangement)]，更加深了人们的这种看法。该协议对变化能源电力通常都赋予较低价值。BETTA 把水搅混了，因为电力系统的核心约定通常基于使供电商的需求与发电能力相匹配。在某种程度上，供需双方密不可分。这样的观点就把变化的可再生能源推到了不利地位。

因此，很重要的一点是把技术现实与财务方便区分开来。很少有证据表明新的交易协议会提高电力系统的技术效率。实际上有迹象表明，它会导致更高的旋转备用储备 (OFGEM, 2000)。

国家电网公司[⊖](NGC, National Grid Company) 重申了它执行的表 1-4 所示的输电网接纳可再生能源的技术标准 (NGC, 1999)。在三项标准中，第三项对于风电可能最严苛，对此将在第 1.7.1 节讨论。应该指出，阈值不是壁垒，可以接纳更多的风电——只是要付出一定代价。

表 1-4 接纳可再生能源的标准

影 响	阈 值	缓 解 措 施
可再生能源发电出力变化	发电功率波动 >20% 峰值需求	增加购买可控出力
发电出力不可预见的瞬时下降	可能瞬时损失超过 2% 峰值需求功率	增加购买频率控制手段
发电出力不可预见的短时预告下降	1h 可能损失超过 3% 峰值需求功率	增加购买备用服务

1.7.1 风电的波动性

正如消费需求会因分散化而变得平滑一样，风电设备的出力也是如此，地理上的分散性会大大降低风电的波动性。这一点可以从德国风电项目 (ISET, 1999/2000) 及丹麦西部的风电波动分析 (Milborrow, 2001b) 的数据中清楚看出。这些数据涵盖了德国 350MW 和丹麦西部 1900MW 的风电场。

所有情况下，记录的风电功率每小时向上偏移都不超过额定功率的 20%。然

⊖ 指英国国家电网公司。——译者注

而,对于单台风电机组或单个风电场,记录的功率偏移最大可达额定功率的96%,尽管相当少见。对单台风电机组,偏移达到额定功率的10%的情况占全部时间的7%,而对于组合出力来说,这种偏移只占总时间的1%。图1-5将丹麦西部的全部风电场的出力与单个风电场作了比较。后者的依据是北爱尔兰 Bessy Bell 风电场的功率测量结果。它的引用得到了北爱尔兰电力公司惠允。这些数据的分析方法与丹麦数据相同,目的是显示功率的摆动。

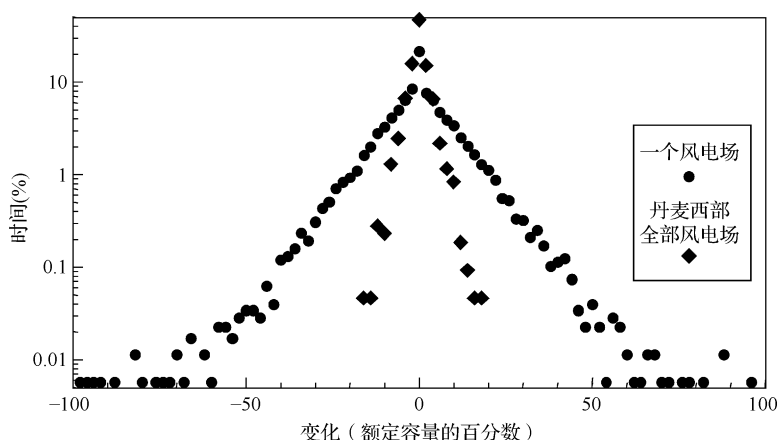


图1-5 风电场平均出力的变化,基于每小时平均值

德国风电项目的测量结果也表明,功率波动小于用以上模拟分析得到的数值。这也意味着运行含风电的电网导致的运行困难低于先前的估计。运行更多火电机组作为备用的附加成本并不太高——系统风电比重为2%时为0.1p/kWh,10%时为0.2p/kWh (Dale, 2002)。其他研究也得出了相似结果,因为关键问题是引入风电给电网带来的附加不确定性。任何电网的供需水平都不可能精确预测,典型的需求预测误差为1%~2%。这意味着任何时候都需要配备一定数量的旋转备用,它必须能应对系统失去最大单台机组的情况。

风电到多高水平才会使系统难以接纳取决于其他发电设备的特性。带水电和抽水蓄能(用于对风电出力变化做出响应)的系统能接纳更多变化的可再生能源。核电或热电联产比例较高的系统通常灵活性较低。显然,如果风电和太阳能发电的比例不太高,则它们的变化对大部分集中式电力系统并不会造成多大问题。尽管丹麦的风电渗透率一直在稳定增长,但风电场发出的电量也一直被消耗。但是,它对稳定性的威胁确实在增大,尤其是失去互联或失去大型火电厂。

1.7.2 容量可信度

风电场容量可信度问题的争议最大。发电设备的容量可信度可定义为它对电力系统峰值需求做出贡献能力的度量。容量可信度经常定义为一个比值(保证出力

能力/额定出力)。因为火电厂也不是百分之百可靠,所以所有发电厂的容量可信度数值都小于1。首先,1000MW 核电厂对应的保证出力约为850MW,因此它的容量可信度为0.85;燃煤电厂的容量可信度约为0.75。这些数字大致对应于峰值需求期间可用发电设备的统计概率。

几乎所有大电网发表的权威研究报告得出的结论都认为风电能提供保证出力——在北欧,大致等于冬季三个月的容量系数。这意味着,如果英国本土运行的风电场为1000MW,它预期可以替代约300MW 火电厂。很难说这种情况会发生在私有化的分散电力产业,但在理想化情况下,市场信号会鼓励这种情况发生,因为这会导致产生一个技术上优化的系统。

对于不能从地域分散性获益的较小电网,容量可信度可能较小或根本没有。例如,爱尔兰电网的近期研究认为,风电没有容量可信度,尽管这项研究承认,有与此相矛盾的证据,并赞成进一步研究以澄清这一问题(Gardner 等,2003)。然而,近来爱尔兰的这一电网运营商进行了一项风电对电网影响的分析(ESBNG,2004a),认为如果风电数量很小,则它的容量可信度约为风电场额定出力的30%。这一结论与欧洲其他研究的结果一致。

1.7.2.1 峰值需求期间的可用功率

因为在峰值需求期间发电容量不足的风险最高,所以容量可信度数值会受到该期间变化的可再生能源可用率的强烈影响。有些作者研究了这一与风的可用率相关的问题。例如,Palutikof 等人发现“……峰值需求时期发生于寒冷天气加冷风因素之时,仅低温本身还不足以产生一年之中的最高需求”。他们使用了4个地点,说明在8个冬季峰值需求期间,风电机组的综合平均出力为额定出力的32%。类似地,国家风电公司(National Wind Power)发现,“峰值需求期间,风电场容量系数通常比全年平均容量系数高50%”(Warren,1995)。

1.7.3 嵌入式发电的效益

小型发电可以节省输电和配电损耗(和费用),这一原则已经明确,而且对电压支持、无功功率和其他辅助服务还会付给附加报酬。然而,必须承认,把嵌入式发电集中起来会加大需求较低的农村地区的配电损耗,因而应该避免。还有一些随区域和地点而异的复杂问题,但人们正在进行研究,以确认这些问题,并提出消除体制障碍的方法(DTI,2000)。这一点很重要,因为配电层次的问题很可能比输电层次的问题更容易成为阻碍因素(Laughton,2000)。

对英格兰 Cornwall 郡一个接入11kV 系统的10机4MW 风电场的研究提供了对配电系统影响的宝贵信息(西南电力公司,1994)。该研究考察了一系列问题,得出的结论是“风电场对电网和它的用户的扰动极小”。特别重要的有以下几点:

- 启动时的电压降落完全处于预设界限之内。在任何运行条件下,都没有闪变问题。

- 当地负荷较低时期，风电场的输出通过配电网反馈回来，但没有出现问题的报道。
- 邻近的 33/11kV 变压器分接头自动切换频度显著降低，因而会降低维护成本。

1.7.4 储能

人们经常宣称储能会提高风能等变化能源发出的电量的价值。在某些情况下确实如此，但只有储能对电力系统的附加值大于提供该附加值花费的成本时才成立。储能设备供电的成本实际上几乎与常规火电厂发电的成本相当，即与给储能装置充电的电量成本相当，尽管发电的燃料成本是变化的。

尽管带储能功能的电力系统更容易接纳变化的可再生能源，但这并不是说为提高可再生能源的价值，专门建设储能设施就一定经济合理。然而，如果储能设施是现成可用的，则完全可以用它的输出补偿某些情况下可再生能源的出力下降。另外，也可以在高风速的夜晚利用风电场的过剩出力给储能装置充电。

除抽水蓄能之外，其他大型储能装置通常都很昂贵，或对地点要求非常严苛。储能技术的最新发展是可逆燃料电池概念（见 5.4.1 节）。它能提供价格可接受的灵活储能方式——它刚好是使风电更有吸引力所需的类型，尤其是在依赖双边契约的新型竞争市场。

储能在风电运行并网中的作用将在第 5 章进一步讨论。

风能等间歇性可再生能源最可能从负荷管理中获益，尽管所有技术都可能从中获得效益。有一项研究（Econnect Ltd, 1996）考察了风电的潜在效益，但这样的安排取决于与供电方的协议。

1.8 将来的发展

1.8.1 技术方面

自从政府资助的项目在约 20 年前孵化出一些兆瓦级风电机组以来，风电机组技术在转了一圈后又回到原地。尽管这些风电机组基本都不大经济，但风电界却从中获得了很多知识，他们现在又在建造类似容量的风电机组。这种向更大容量的进步几乎没有减慢的迹象，人们经常会问这种发展有没有技术和经济极限。粗略地说，风轮重量随容量的三次方变化，而发电量随它的二次方变化。也许更重要的是，最终会到达弯曲重力开始主导设计过程的点，超过这一点后，重量会随风轮直径的四次方变化。然而，对关键驱动装置设计的简化分析认为，在风轮直径达到 200m 之前，这一交点是不大可能达到的（Milborrow, 1986）。即使到那时候，使用碳纤维增强塑料（CFRP, Carbon Fibre-reinforced Plastic）等坚固轻型材料也可以使这一极限进一步抬高。

使用这些轻型材料很可能使目前正在开发的大型风电机组进一步减轻重量、降低成本。控制技术和电气发明的持续进步很可能提高发电量，并使风电机组在电网运营商眼中更有吸引力。

有些制造商正在推销专门用于海上风电市场的风电机组，它的容量最大到 5MW。此外，排除了陆上风电机组的某些约束也可能使设计产生重大改变。使用更高转速和双叶片风电机组是可能导致重量显著降低的两个选项。叶片使用 CFRP 材料也可以大大降低重量。尽管 CFRP 材料目前还十分昂贵，但它的需求提高还可能会使成本降低。

1.8.2 未来价格趋势

全世界的风电装机容量很可能继续以大约每三年翻一番的速度增长，而且假如继续目前的走势，每翻一番发电成本都降低 15%。然而，在 2005 年，风电设备的装机成本有一个显著上扬，它的主要原因是风电机组成本上涨。而风电机组成本上涨又是因为钢材、铜和叶片材料成本上涨。然而，造成先前成本下降的因素仍然在起作用。制造商正在开发发电成本效益更高的技术，从而使风电机组价格下降。单机容量在持续加大，这意味着对于一定容量来说需要的风电机组台数更少，因此风电场的安装成本会降低。此外，人们正在建设容量更大的风电场，从而把架空线、道路、电气连接和融资的成本分摊到更大容量上。使用更大风电机组意味着它可以捕获到更高风速，这会影响到发电量和发电成本。

1.8.3 市场发展

风电市场的发展速度和它的成本下降速度相互关联。市场的强劲增长会导致成本持续下降，假如这种趋势继续下去，则市场增长也会持续，因为与燃气发电相比，风力发电的竞争力会持续加强。一项对未来走势的新近预测（BTM Consult ApS, 2003）认为，装机容量的年增长量会从目前的约 8000MW 增加到 2008 年的 14000MW。风电的总装机容量在 2008 年后会很快达到 100000MW，并在 2014 年达到 200000MW。今后几年，欧洲风电市场将继续占风电容量的大部分份额，海上风电很可能逐渐显著增长。到 2013 年，全世界风力发电可能占全部发电量的 2%。

1.8.4 并网问题

越来越多的电网正在应对或考虑应对与风电份额越来越大有关的问题，而且人们对可能产生的问题及对策也越来越了解。总体来说，人们对与增加备用导致的成本增加的关键问题已经有了共识，尽管由于备用成本不同，人们的看法还有一定差异。由于运行经验的积累，与变化性有关的附加成本预期会更准确地量化，很可能会降低。此外，北美目前正在研究需求侧管理的新技术。它可能降低对频率物理响应设备的需求，从而使成本降低（Kirby, 2003）。

第2章 电力系统基础知识

2.1 引言

大部分风电装机都接入电网，这种情况在可预见的将来很可能还会继续。接入电网的优点在于：

- 可以把风电场建设在风资源丰富的地点，不必考虑需求地点。
- 可以利用互联电网吸收风电变化的能力，而这种变化与需求的总体变化无关。
- 提供励磁手段，可以把简单的感应电机作为发电机使用。

这些优点受电力系统的各种局限的制约，第4章和第5章会讨论如何克服由此产生的问题。然而，实际情况是，联网仍然是刺激风电发展的主要因素。因此必须了解本章介绍的电力工程的基础知识。

本章将首先介绍电气工程的基本原理，由此引出整个电力系统以及所有风电场都会使用的变压器。然后介绍交流（AC）系统，重点介绍有功功率和无功功率，以及相量的使用。然后介绍电力系统，最后将介绍交流输电。

2.2 基本原理

2.2.1 电磁学

奥斯特（Öersted）在1820年发现，有电流存在时，磁罗盘的指针会偏转。他还说明，磁场可以用以导线为轴的多个同心圆表示，如图2-1所示。

注意，当电流流向远方（用 $\times$ 表示）时，会产生顺时针磁场；电流流向观察者（用 $\cdot$ 表示）时，会产生逆时针磁场。磁场与电流方向的这种关系称为右螺旋定则：当螺旋顺时针旋转（磁场）时，电流会向远方运动。

电流产生的磁场幅值可用安培定理定量表示（Christopoulos, 1990）。在考虑无穷长直导线中流过电流 i 产生的磁场时，利用安培定理可以得到一个非常简单但很有用的结果。如图2-1所示，距离导线 D 处的磁场强度 H 为

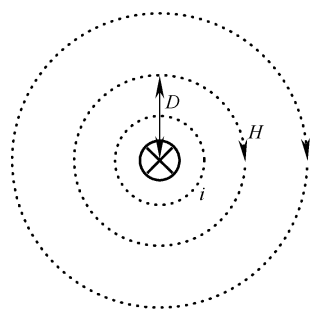


图2-1 电流产生的磁场

$$H = \frac{i}{2\pi D} \quad (2-1)$$

磁场强度表示电流产生的磁场对介质的作用。实际磁场反映介质的磁导率。真空或空气等非磁性介质中，磁场用磁通密度 B 表示。磁通密度与磁场强度的关系为

$$B = \mu_0 H \quad (2-2)$$

式中， μ_0 是自由空间的磁导率。

当介质为磁性物质时，某一磁场强度下的磁通密度会大得多，可表示为

$$B = \mu_r \mu_0 H \quad (2-3)$$

式中， μ_r 是磁性材料的相对磁导率。显然，非磁性材料的相对磁导率为 1。铁磁材料的相对磁导率范围为 100 ~ 100000。

应该指出，由式 (2-1) 可得

$$H \times 2\pi D = i \quad (2-4)$$

这是电磁学一个重要的普遍原理的特例。 H 经过闭合路径的线积分等于它包围的总电流即磁动势 F ：

$$\oint H dl = F \quad (2-5)$$

奥斯特发现，电流会对磁铁产生一个作用力，尤其是对磁铁产生的磁场。从牛顿第三运动定律（每个力都存在一个大小相等方向相反的反作用力）可以推导出，磁场也会对携带电流的导线产生一个作用力。这一点很容易通过实验证实。如果一根携带电流 i 的导线处于与磁通密度为 B 的磁场的方向垂直的平面上，则作用于导线的力

$$f \propto Bli \quad (2-6)$$

式中， l 是磁场中导线的长度。

该作用力垂直于磁场及电流。它的方向由 Fleming 左手定则确定（见图 2-2[⊖]），具体方法是将左手的前三指按图张开，则：

拇指（thumb）为推力（thrust）方向；

食指（first finger）为磁场（field）方向；

中指（second finger）为电流（current）方向。

由式 (2-6) 可得

$$f = kBli$$

式中， k 是比例常数。磁通密度的单位为特斯拉（T），令上式中 $k = 1$ ，即

$$f = Bli \quad (2-7)$$

⊖ 该图是译者加的。目的是形象表示左手定则，其说明也与原文略有不同。增加此图后，后续插图序号及正文引用之处也做了相应修改。——译者注

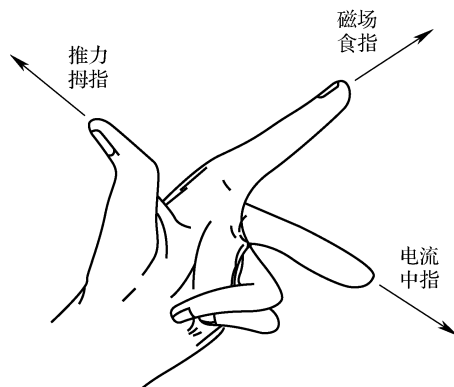


图 2-2 Fleming 左手定则

因此, 1T 是使流过 1A 电流的导线在其垂直方向上受到 1N/m 的作用力的磁通密度。

式 (2-7) 与电流单位 (A) 的定义合在一起可用于确定自由空间磁导率 μ_0 。安培的定义为“流过真空中距离为 1m 的两根平行长导线时, 在导线之间产生 2×10^{-7} N/m 作用力的电流”。由式 (2-1) 和式 (2-2), 一根导线流过 1A 电流时在另一根导线上产生的磁通密度为

$$B = \frac{\mu_0}{2\pi}$$

由式 (2-7), 作用于这根导线上的力为

$$f = \frac{\mu_0}{2\pi} = 2 \times 10^{-7} \text{ N/m}$$

因此, $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \text{ H/m}$ 。

2.2.2 磁路

用磁路表示电磁系统很方便。磁场可以借助磁通线直观表示 (见图 2-1)。磁路可定义为“任何一组磁通线通过的完整闭合路径” (Hughes, 2005)。

通过任一面积的总磁通 Φ 可以由通过它的磁通密度法向分量求得。在很多有实际意义的情况中, 磁通密度确实是与我们关注的面积垂直的。此外, 如果磁通密度在整个面积上都是相同的, 则总磁通可以用下面的简单公式求得:

$$\Phi = Ba \quad (2-8)$$

式中, a 是面积。

这里特别关注含铁磁材料的磁路。式 (2-3) 已经指出, 这些材料的特点是它们的相对磁导率 μ_r 非常大。对于磁通密度不大于 1T 的情况, 这些材料的性能可以用线性关系式 (2-3) 表示。超过这一密度后它们会饱和, 当磁通密度继续加大时, 它的相对磁导率会明显降低。

现在来考虑一下强度为 H 的磁场施加在长度为 l 的部分磁路时的作用。假定磁通密度 B 不变且垂直于不变截面积 a 。由式 (2-5)，磁动势 F 等于

$$F = Hl$$

由式 (2-3) 和式 (2-8) 可得

$$F = \frac{Bl}{\mu_r \mu_0} = \frac{l}{\mu_r \mu_0 a} \Phi = S\Phi \quad (2-9)$$

量 S 称为磁阻。各段磁路的磁阻很容易求得。式 (2-9) 与欧姆定律表达式 ($V = IR$) 很相近。因此磁路可以用电路方法分析，它们的等价量为

电 路	磁 路
电压 V	磁动势 F
电流 I	磁通 Φ
电阻 R	磁阻 S

2.2.3 电磁感应

对发电来说最关键的是 1831 年法拉第 (Faraday) 发现的电磁感应现象。法拉第定律通常用 N 匝线圈链接磁通 Φ 而感应得到的磁动势 e 表示。令磁链 $\lambda = N\Phi$ ，则

$$e = \frac{d\lambda}{dt} = N \frac{d\Phi}{dt} \quad (2-10)$$

此式说明的概念是，产生电动势的是磁通的变化而非如法拉第预期的磁通本身。感应电动势的极性由楞次 (Lenz) 定律决定。楞次定律的内容是：“感应电动势产生的感应电流的磁场，总是要阻碍引起感应电流的磁通量的变化 (Hughes, 2005)”。

在电力系统分析中，把式 (2-10) 改用线圈压降 v 和线圈电流 i 表示更为有用。由式 (2-5) 和式 (2-9) 得

$$\Phi = \frac{F}{S} = \frac{Ni}{S}$$

由此可得

$$v = e = \frac{N^2}{S} \frac{di}{dt} = L \frac{di}{dt} = \frac{d(Li)}{dt} \quad (2-11)$$

式中， L 是线圈的电感。比较式 (2-10) 和式 (2-11) 可以看出，电感可定义为“每安培电流产生的磁链”。

2.2.4 供电

电磁感应现象的发现铺平了以实用规模供电的道路。第一批供电项目几乎同时 (1882 年) 出现在英国和美国，用来为新开发的电气照明供电。一个静止线圈链接

了旋转部件（转子）产生的磁通，感应出电压。它的一般配置示意如图 2-13 所示。由于转子旋转，恒定的转子磁通在静止线圈看来就是一个交变磁通。根据法拉第定律，每个静止线圈内都会感应出电动势。

图 2-13 所示的机器称为同步发电机。到目前为止，世界上几乎全部电力都是由同步发电机提供的。然而，尽管同步发电机非常简单，但供电先驱者们决定使用的却是直流电压而非交流电压。这需要在同步发电机上配上电刷和换向器以达到整流的目的。这样得到的直流发电机由于结构复杂使供电可靠性很差。直流在切断开关以断开负荷时也更加困难。要在短时间内把电流降到零会产生很高电压，这是用式 (2-10) 和式 (2-11) 表示的法拉第定律的直接结果。这一电压出现在开关两端之间，会产生电弧。适当设计开关可以解决这个问题，但会加大直流供电的困难和成本。短路条件下需要切断的电流更要大得多，会造成非常严重的系统保护问题。

尽管这些问题非常具有挑战性，但直流供电的最大问题是它的电力必须以相同电压发出、配送和使用。这一电压通常是 110V，它是对用户安全的最高电压值。对于给定功率，增加负荷需要不断加大导线的截面积。很快人们就意识到，以这样低的电压供电是难以为继的。然而，要提高供电电压，对相同功率使用较细的导线，就需要进行电压变换。在 19 世纪晚期，这意味着用交流供电，需要使用变压器。

幸运的是，变压器是一种非常简单的设备。它是法拉第在发现电磁感应现象的过程中发明的。变压器可以把适于发电机使用的电压变换为高得多的输电电压。很高的输电电压可以再降到配电用的中间电压，最后再降到适于用户使用的电压。现在英国的用电电压是 230V。

20 世纪电力工业快速发展的原因之一就是有效的交流发电和供电，尽管看似荒谬的另一面是，直流互联的配置却越来越多。这可能是电力电子技术发展的结果。电力电子设备在不同层次的供电用电方面都得到了广泛使用。在风力发电方面当然也是如此，它们将在第 3 章加以讨论。然而，现在我们重点讨论交流系统，首先要介绍的是变压器的基本原理。

2.2.5 变压器

变压器的基本构造是铁心和绕在它上面的两个绕组，为方便把它们分别叫做一次绕组（绕组 1）和二次绕组（绕组 2）。它的配置如图 2-3 所示。一次绕组和二次绕组的匝数分别为 N_1 和 N_2 。

假定两个绕组链接的磁通相同，即没有漏磁通，对它们应用法拉第定律可得

$$v_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt}$$

$$v_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt}$$

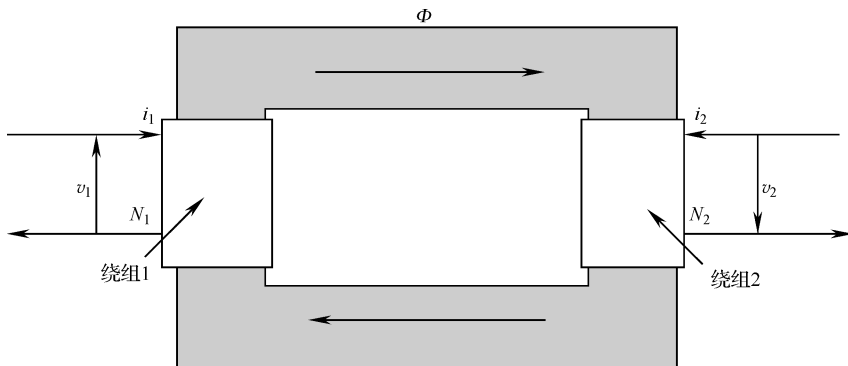


图 2-3 简单变压器

两个电压的关系为

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2-12)$$

可以看出，电压变换的比例等于匝数比。注意，变压器的运行取决于磁通的变化，正如法拉第发现的那样。而一次侧的交变电压可以确保磁通是变化的，因此二次侧的交变电压与它同相位。

电流关系可由铁心构成的磁路推导得出。作用于铁心的磁动势为

$$F = N_1 i_1 - N_2 i_2 = S \Phi = \frac{l \Phi}{\mu a}$$

二次电流的符号表示它与假定磁通方向相反。 l 为铁心长度， a 是铁心截面积， μ 是铁心磁导率。假定铁心磁导率为无穷大，则对有限磁通，磁动势 F 必须为零。因此

$$\frac{i_2}{i_1} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2-13)$$

二次绕组的输出功率为

$$p_{\text{out}} = v_2 i_2 = \frac{N_2}{N_1} v_1 \times \frac{N_1}{N_2} i_1 = v_1 i_1 = p_{\text{in}}$$

变压器的送出功率等于供给变压器的功率。这一点也不奇怪，因为我们假定的理想铁心是无漏磁的，而且不考虑绕组的铜损。

实际变压器与理想变压器的差别在于：

- 漏磁——有些一次磁通并不与二次绕组链接，反之亦然。
- 绕组有电阻，因此在带负荷时会有功率损耗。
- 铁心的磁导率是有限的，因此需要励磁电流。
- 铁心有磁滞和涡流引起的铁损。

在系统方面，这些效应中最显著的是漏磁。漏磁指仅链接一个绕组的磁通，因

此它表现为与每个绕组串联的电感，称为漏电感，见图2-4中的 L_1 和 L_2 。绕组的电阻(R_1, R_2)包含在与漏电感串联的回路中。它们表示变压器的铜损，与电流的二次方成正比。

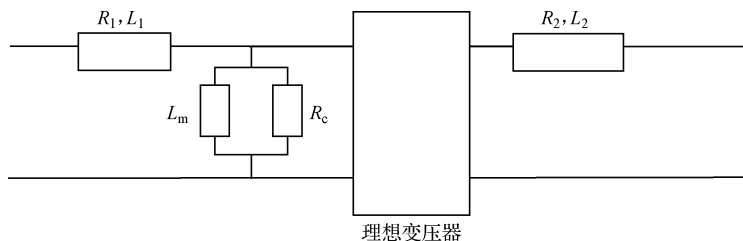


图 2-4 实际变压器的等效电路

这些串联部件的作用是产生满载串联电压降。在工频下，它的数值最大可达到额定电压的10%。与绕组电阻相比，工频下的漏电抗占绝对优势，因而可以确保电压降与线对中性点电压的相位差成直角。因此，变压器的电压比在全部负载范围内的变化很小。

实际变压器需要一个较小电流来励磁。这一作用用跨接在理想变压器每个绕组之间的励磁电感来表示，如图2-4所示的 L_m 。

最后，铁损可以用与励磁电感并联的电阻（见图2-4中的 R_c ）表示。铁损与负载无关。变压器的总效率在95%~97%之间。

这些作用综合表示在图2-4中。它们可以看做是用理想变压器加总体等效电路的变压器性能外部表现。

2.3 交流供电

用发电机发电加上用变压器高压输电的这种组合在过去上百年里基本上没有太大变化。因此了解交流系统的性能非常重要。以下各节将介绍必要的基础理论知识。

这里首先介绍交流系统中功率的含义。然后会介绍分析交流系统稳态非常有用的工具，即相量；说明交流电路中无源元件的性能；再回到功率表示方法，但这次是从相量角度说明。最后，会介绍采用三相供电的理由。

2.3.1 稳态交流系统功率

考虑下面的简单交流系统。其中从A点到B点的瞬时潮流可能为正也可能为负。如果 v 和 i 都为正，则从A到B的方向为正（见图2-5）。

交流电压和电流可表示如下：

$$v(t) = V_m \cos \omega t$$

$$i(t) = I_m \cos(\omega t - \phi)$$

式中, ω 是角频率, 单位为 rad/s, $\omega = 2\pi f$; f 是频率, 单位为 Hz。

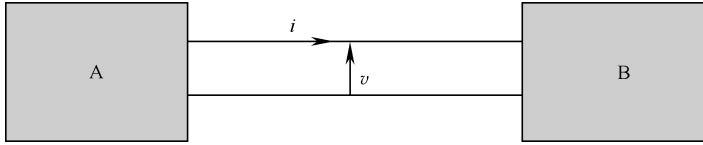


图 2-5 简单交流系统

可以令电流滞后于电压的时间为 ϕ/ω 而不失去普遍性。在电力工程中, 这一滞后时间通常表示为相应的角度 ϕ 。它反映在后面将要介绍的相量应用中。

从 A 到 B 的瞬时功率用电压和电流的乘积表示:

$$p(t) = V_m I_m \cos \omega t \cos(\omega t - \phi)$$

将该式右侧整理, 可以把功率分为有功功率和无功功率两个分量。首先, 注意

$$\cos(A + B) = \cos A \cos B - \sin A \sin B$$

$$\cos(A - B) = \cos A \cos B + \sin A \sin B$$

$$\therefore \cos(A + B) + \cos(A - B) = 2 \cos A \cos B$$

令 $A = \omega t$, $B = \omega t - \phi$, 则

$$\begin{aligned} p(t) &= V_m I_m [\cos(2\omega t - \phi) + \cos \phi] / 2 \\ &= \frac{V_m}{\sqrt{2}} \frac{I_m}{\sqrt{2}} (\cos 2\omega t \cos \phi + \sin 2\omega t \sin \phi + \cos \phi) \\ &= VI [(1 + \cos 2\omega t) \cos \phi + \sin 2\omega t \sin \phi] \\ &= P(1 + \cos 2\omega t) \cos \phi + Q \sin 2\omega t \end{aligned}$$

注意, $V = V_m / \sqrt{2}$, $I = I_m / \sqrt{2}$ 。

V 和 I 分别是电压和电流的有效值, 即方均根 (r. m. s.) 值。从现在开始, 交流电压和电流的所有值都假定为方均根值, 除非另有说明。

上述分析引进了两个非常重要的量:

$$\begin{aligned} P &= VI \cos \phi \\ Q &= VI \sin \phi \end{aligned} \tag{2-14}$$

P 是有功功率, 简称功率。它是瞬时功率的平均值, 它当然是电力系统设计上的生产和送出力。有功功率取决于系统电流正弦波超前或滞后于电压正弦波的角度 ϕ 。 $\cos \phi$ 称为功率因数。它可以理解为在给定电压及电流下, 最大可能有功功率由于电流与电压相位不同而降低的因数。

Q 是无功功率。它是振荡的瞬时功率的一个分量的幅值。电力系统运营商必须小心应对它, 因为它的相关电流也需要导线容量。注意, 功率因数为 1 意味着无功功率为零。

有功功率和无功功率的单位（及单位符号）为

有功功率	瓦特（W）
无功功率	乏（无功伏安）（var）

2.3.2 相量

到目前为止我们已经讨论了时域中的时变正弦量，例如：

$$v(t) = V_m \cos(\omega t + \phi)$$

这个公式包含了很多通常并不需要的信息。通常需要的信息是：

幅值	有峰值或方均根值就足够了
相位	电压（或电流）超前于参考相量的角度 ϕ
频率	通常对所有量都相同

使用相量可以得到上述公式的简写版。相量是一个复数量，现在它是电压 V 。它可以表示为相量图中的一个相量，如图 2-6 所示。相量的幅值等于被表示量的方均根值，现在情况下是 $V_m/\sqrt{2}$ 。相量的角度等于该量相对于参考量的角度，在本例中为 ϕ 。

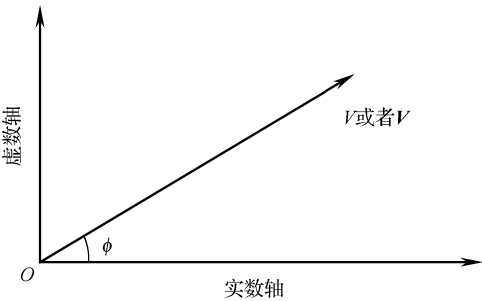


图 2-6 矢量图中的相量表示

把上面的步骤反向进行就可以从相量得到瞬时值。在多数实际情况下，相量包含了我们需要的全部信息。

2.3.2.1 阻抗的相量表示

相量提供了分析交变电流电压下的电路的方便手段。首先，我们必须理解三种无源电路元件——电阻、电感和电容对交流的响应。每种情况下都依据图 2-7 所示的参考方向考虑瞬时正弦电流 i 产生的瞬时电压 v 。

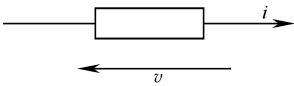


图 2-7 v 和 i 的参考方向

1. 电阻（ R ）

由欧姆定律可知， $v = Ri$ 。取 i 为参考量，则

$$i = I_m \cos \omega t$$
$$\therefore v = RI_m \cos \omega t$$

电阻上的电压降与通过它的电流同相位。它的相应相量如图 2-8 所示。注意复数相量用黑体字表示。

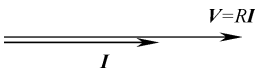


图 2-8 电阻的相量图

由式（2-14）可得到电阻的有功功率和无功率分别为

$$P = VI\cos\phi = VI = RI^2$$

$$Q = VI\sin\phi = 0$$

2. 电感 (L)

由式 (2-11) 可得到电感在正弦电流下的电压为

$$v = L \frac{di}{dt}$$

$$i = I_m \cos\omega t$$

$$\therefore v = \omega LI_m \cos(\omega t + \pi/2)$$

它的相应相量图如图 2-9 所示。电压相量领先于电流相量 90° ($\pi/2$ rad)。这一相位移可以用算子 j 实现。 j 本身是一个幅值为 1、角度为 90° 的复数。如果 j 自乘，得到的积是反时针角度为 180° 、幅值为 1 的量，即 -1 。因此可以看出 $j = \sqrt{-1}$ 。

电感的阻抗是复数，数值为 $Z = j\omega L$ 。感性阻抗的幅值称为它的电抗，数值为 $X = \omega L$ 。

由式 (2-14) 可得到电感的有功功率和无功功率分别为

$$P = VI\cos\phi = 0$$

$$Q = VI\sin\phi = VI = XI^2$$

感性负载吸收正无功功率。

3. 电容 (C)

容性电流与电容上电压降的关系由电容上的电荷变化率决定：

$$q = Cv$$

$$i = \frac{dq}{dt} = C \frac{dv}{dt}$$

$$\therefore v = \frac{1}{\omega C} I_m \cos(\omega t - \pi/2)$$

这种情况下的电压相量落后于电流相量 90° ($\pi/2$ rad)。这相当于相位移 $-j$ 。它的相应相量图如图 2-10 所示。

电容的复阻抗为 $Z = 1/(j\omega C)$ ，它的容抗即阻抗幅值为 $X = 1/(\omega C)$ 。

由式 (2-14) 可得到电容的有功功率和无功功率分别为

$$P = VI\cos\phi = 0$$

$$Q = VI\sin\phi = -VI$$

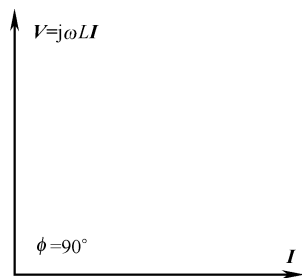


图 2-9 电感的相量图

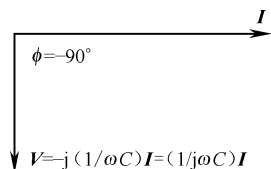


图 2-10 电容的相量图

注意，容性负载吸收负无功功率，相当于发出正无功功率。

2.3.2.2 小结

因此，电阻、电感和电容的阻抗为

元 件	符 号	阻 抗
电阻	R	R
电感	L	$j\omega L$
电容	C	$1/(j\omega C)$

2.3.3 交流系统的功率

考虑图 2-11 给出的电压和电流相量。电流分解为与电压同相位的有功分量和落后于电压相量 90° 的无功分量。

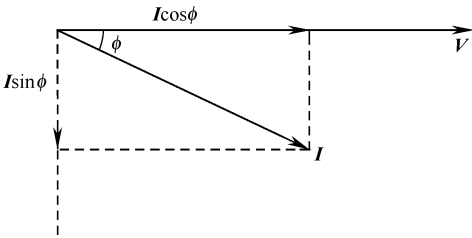


图 2-11 电流的有功分量和无功分量

将图 2-11 中的电流乘以电压幅值可得到与电压相量同相位的有功功率及落后于电压相量 90° 的无功功率，如图 2-12 所示。该图一方面说明了有功功率与无功功率间的关系，另一方面也说明了什么是视在功率 VI 。出于明显的原因，这一关系经常称为功率三角形。

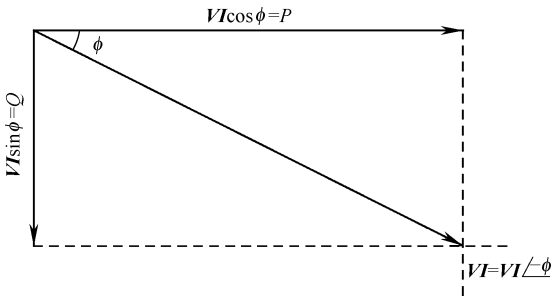


图 2-12 有功功率、无功功率和视在功率之间的关系

视在功率在电力系统工程中起着重要作用。它定义了给定电压下电路中流过的实际电流。视在功率的计量单位为伏安（VA）。电力工程设备的额定值用电压以及伏安表示。

由图 2-12 可以看出， $VI =$ 视在功率 S ，而且

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

S 以伏安为单位（VA、kVA 或 MVA）。

2.4 电力系统简介

2.4.1 三相系统

前面我们一直假定供电系统由通过往返导线给负荷供电的发电机组成，这是单相系统。但事实上交流输电总是使用三相，这样做的理由可归纳如下。

我们考虑图 2-13 所示的理想同步发电机。在转子即励磁绕组通以直流电可以产生一个磁场，用装在同一机轴上的小型发电机（称为励磁机）即可做到这一点。励磁机绕组的配置与主机相反，它的励磁绕组装在定子上，承载直流。该磁场会在转子的旋转绕组上感应出交变电压。这一交流电流会被整流并供给主机的励磁绕组。这种配置的净效应是：励磁机励磁绕组的电流变化会导致主机励磁绕组电流按相同比例变化。这又会使同步发电机产生的电压发生变化——这对电力系统按用户需求平稳运行非常重要，同时电流也发生变化。

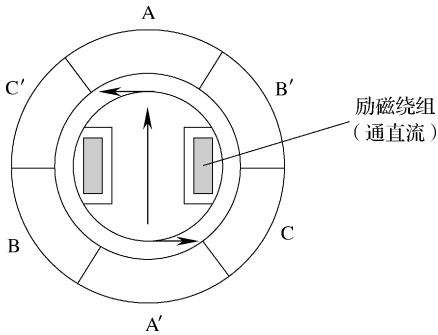


图 2-13 理想化的同步发电机

定子绕组 A、B、C 中感应的电压每三分之一周波相互替换一次，A 领先于 B，B 领先于 C。假定发电机在设计上发出的电压是正弦波，那么这个三相电压就可以用图 2-14 中的三个相量表示。

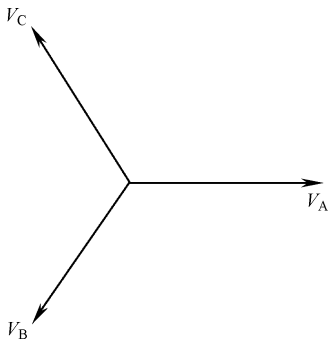


图 2-14 发电机发出电压的相量表示

它是平衡的三相电源。我们假定，除非考虑不平衡故障，运行将一直是平衡的。使用三相供电有如下好处：

- 更有效利用电机绕组空间。
- 可以为电机提供旋转磁场，使起动更容易。
- 对于给定传输容量，可节省导线材料。

下面将分别加以解释。

2.4.2 单相系统与三相系统的比较

考虑图 2-15 所示的距离单相电源 l_m 的 x kVA 负载供电的情况。

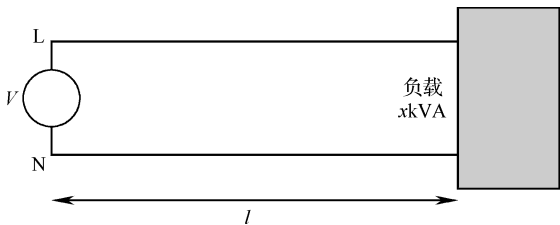


图 2-15 单相供电

所需的导线材料为 $2kxl$ 。其中 k 是在该系统电压下，把导线截面积与负载 kVA 值相关联的比例常数。

假定用在同样距离下供给相同视在功率的三相系统取代单相系统，则每相只需向 $1/3$ 负载供电，如图 2-16 的 A 相所示。

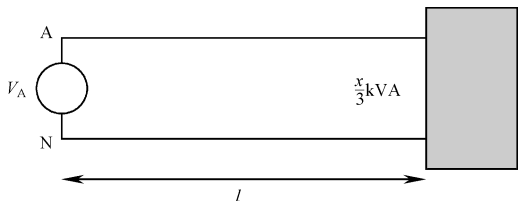


图 2-16 三相供电的 A 相

A 相所需的材料为 $2kxl/3$ 。B 相和 C 相的情况相同，因此需要的材料总量为 $2kxl$ ，和前面一样。然而我们应该考虑总的中性线（回线）电流。因为供电电压是平衡的，所以各相电流幅值相等，但每 $1/3$ 周波相互替代。它们相应的相量与图 2-14 的电压相量相似，因此总的中性线电流为零。我们可以利用这一点，把三相连在一起，共用一根中性线，如图 2-17 所示。

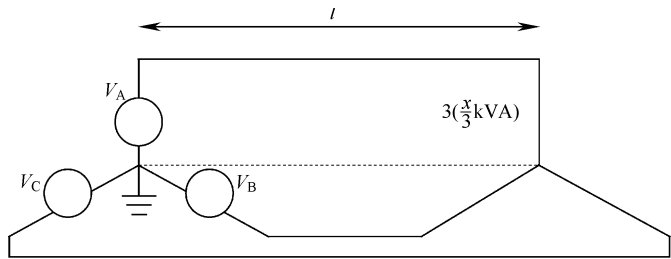


图 2-17 三相供电

这样，三个中性线就合并起来。因为对于平衡系统它们的总电流为零，所以无需中性点连线。因此导线材料减半。在实际应用中，还是使用中性线的，但它的额定值为相导线额定值的 $50\% \sim 100\%$ 。它承载不平衡电流和高次谐波电流。

2.4.3 三相供电

三相供电总是有三根相导线 A、B 和 C，如图 2-18 所示。通常还有一根中性线 N。

平衡三相系统用线对线电压即线电压 V_L 和线对中性点电压即相电压 V_{PH} 来定义。

对于常见的三相接线，确定电压和电流的线对线值与线对中性点值之间的关系非常重要。

从图 2-18 可以看出，A 到 B 的线电压为

$$V_{AB} = V_{AN} - V_{BN}$$

把图 2-19 中的相应相量相加可得到线电压幅值与相电压幅值的如下关系式：

$$V_{AB} = \sqrt{3}V_{AN}$$

一般地，对于平衡三相供电

$$V_L = \sqrt{3}V_{PH} \quad (2-15)$$

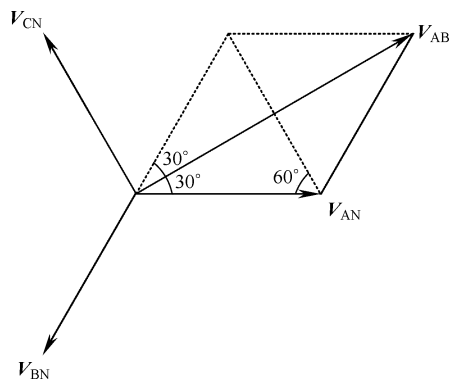


图 2-19 线电压和相电压之间的相量关系

2.4.4 平衡星形接线负载

星形接线负载的连接方式如图 2-20 所示。

一般地，对于平衡负载星形接线：

$$V_L = \sqrt{3}V_{PH}$$

$$I_L = I_{PH}$$

$$P = 3V_{PH}I_{PH}\cos\phi = \sqrt{3}V_LI_L\cos\phi$$

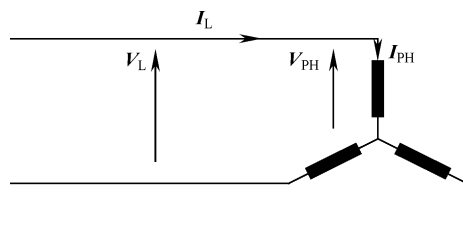


图 2-20 星形接线负载

2.4.5 平衡三角形接线负载

三角形接线负载的连接方式如图 2-21 所示。

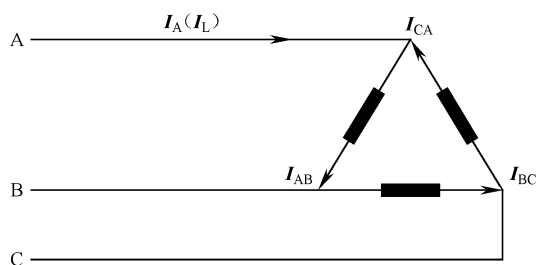


图 2-21 三角形接线负载

例如，A 相的电流与相邻相电流的关系为

$$I_A = I_{AB} - I_{CA}$$

图 2-22 以相量形式给出了这种关系。

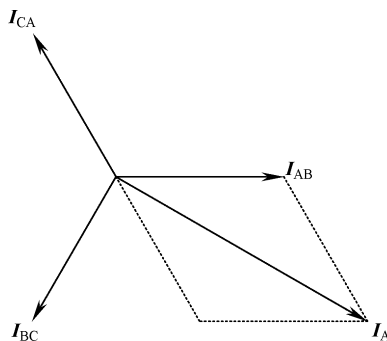


图 2-22 三角形接线负载的线电流与相电流的关系

从图 2-22 可以看出，A 相电流的幅值与相邻相电流幅值的关系为

$$I_A = \sqrt{3} I_{AB}$$

一般地，对于平衡三角形接线负载：

$$\begin{aligned}
 V_L &= V_{PH} \\
 I_L &= \sqrt{3}I_{PH} \\
 P &= 3V_{PH}I_{PH}\cos\phi = \sqrt{3}V_LI_L\cos\phi \quad (2-16)
 \end{aligned}$$

注意，式 (2-16) 中的功率表达式与星形接线的相同，与负载的接线方式无关。

因此，由式 (2-16) 可知，平衡三相系统的无功功率为

$$Q = \sqrt{3}V_LI_L\sin\phi$$

三相系统的标示电压是它的线电压。

2.4.6 一些有用的惯例

大部分情况下，我们都将考虑平衡条件下的输电系统，包括正常运行条件，也包括三相平衡故障。我们做出的三项关键简化是：

- 1) 复功率。
- 2) 等效单相法。
- 3) 标么值系统。

2.4.7 复功率

下面我们介绍复功率，它定义为

$$S = P + jQ$$

式中，单相系统的有功功率和无功功率分别为

$$P = VI\cos\phi$$

$$Q = VI\sin\phi$$

特别要注意，无论电流领先还是落后于电压一个角度 ϕ ，有功功率的符号都是一样的，即 $\cos\phi = \cos(-\phi)$ 。这反映了有功功率的本质——它是与每个电周波内具体方向上的能量流相对应的量。

但无功功率的情况就不那么清楚。 Q 的符号完全取决于如何看待 ϕ 的符号，因为 $\sin\phi = -\sin(-\phi)$ 。这反映无功功率的本质是描述功率振荡分量。电周波中没有净的无功功率 Q ，因此，加给无功功率的符号是可选的。

前面在推导电阻、电感和电容的阻抗时，我们取电流为参考量，角度用它逆时针方向到电压的角度度量。对于电感，它的电压领先于电流 90° ($\phi = 90^\circ$)，无功功率为正。然而，我们也可以取电压为参考量，这时电流会落后于电压 90° ，得到 $\phi = -90^\circ$ ，使无功功率为负。

因此，我们需要根据电流是领先还是落后于电压来确定无功功率的符号。刚好大部分负荷的电流都是落后的，即感性电流。相关的无功功率都会增大电业部门导线中的电流和损耗。因此电业部门会像有功功率和电量一样，向用户收取无功功率的费用。令滞后电流即感性电流的符号为正，电力部门可以避免向负量收费的尴

尬。这就支持了如下惯例：

对于滞后/感性电流，无功功率视为正值。

现在就出现了如下问题：复数电压和复数电流与复功率的关系是什么？试令：

$$S = VI$$

假定电压相量领先于电流相量角度 ϕ ，而电流相量的角度为 θ 。令 $V = Ve^{j(\theta+\phi)}$ ， $I = Ie^{j\theta}$ ，于是复功率为

$$S = VIe^{j(2\theta+\phi)} = VI\cos(2\theta+\phi) + jVI\sin(2\theta+\phi)$$

这个关系式看不出与有功功率和无功功率之间的明显关系。另外，假如我们令

$$S = VI^*$$

这一公式使用了电流的共轭复数 I^* 。一个复数量翻转其角度或改变其虚部的符号就得到它的共轭复数。因此

$$I^* = Ie^{-j\theta}$$

而

$$S = VIe^{j\phi} = VI\cos\phi + jVI\sin\phi = P + jQ$$

这正是我们所需要的。

因此，复功率可表示为

$$S = VI^* \quad (2-17)$$

2.4.8 等效单相法

三相系统的有功功率和无功功率为

$$P = \sqrt{3}V_L I_L \cos\phi$$

$$Q = \sqrt{3}V_L I_L \sin\phi$$

在平衡条件下，定义电压电流为以下值的等效单相系统是非常方便的：

$$V = V_L$$

$$I = \sqrt{3}I_L$$

等效单相有功功率和无功功率分别为

$$P = VI\cos\phi$$

$$Q = VI\sin\phi$$

把电流 I 除以 $\sqrt{3}$ 就可以得到实际线电流。然而，我们更关注下面的量：电压分布；有功功率和无功功率潮流；损耗/效率。

这些量可以直接从等效单相模型中获得。

2.4.9 标么值系统

使用标么值系统可以摆脱两个难点：

1. 如果只使用伏特、安培、欧姆等实际单位，那么在进行电力系统计算时出现的数值会非常大。

2. 电网分析时需要面对好几个电压等级。

例如，说 275kV 系统的节点电压是 1.05pu 比说它的线电压是 289kV 意义更明确。标么值数值可以直接告诉我们该电压比标称电压高 5%——而这恰恰经常正是我们想知道的。

标么值量可表示为 1.05pu，或只是 1.05，如果它明显是标么值的话。

标么值的基值是我们选择的电压、电流或阻抗基值，它们的关系是

$$V_b = Z_b I_b$$

我们立即可以看出，这些基值中只有两个可以独立选择。于是，标么值量为

$$V_{pu} = V/V_b$$

$$I_{pu} = I/I_b$$

$$Z_{pu} = Z/Z_b$$

在电力系统计算中，通常更多使用 MVA 和 kV 基值：MVA_b 和 kV_b。

假如我们使用等效单相法，则阻抗基值为

$$Z_b = \frac{V_b}{I_b} = \frac{kV_b \times 10^3}{(MVA_b \times 10^6)/(kV_b \times 10^3)} = \frac{(kV_b)^2}{MVA_b}$$

因此

$$Z_{pu} = \frac{Z \times MVA_b}{(kV_b)^2} \quad (2-18)$$

而且

$$S_{pu} = \frac{S}{MVA_b} = \frac{P}{MVA_b} + j \frac{Q}{MVA_b} = P_{pu} + jQ_{pu}$$

注意，电压、电流和阻抗的基值都是实数，而相应的标么值却是复数。

2.4.9.1 多电压等级电网

实际电网都包含几个电压等级。例如，风力发电机的标称线电压通常为 690V。它们通过变压器向 11kV 或 33kV（英国）配电网供电。而配电网又在变电站与电压可能是 275kV 的输电网相连。标么值系统提供了一种分析多电压等级电网的方便方法，因为用这种方法可以把整个电网看成一个标称电压为 1.0pu 的单电压等级电网。用算得的标么值和计算点的基值很容易得到实际电压。

如果电压基值随变压器标称匝数比变化，就可以创建一个标称电压为 1.0pu 的无变压器等效网络。

例：图 2-23 的简单系统可以用来模拟一段阻抗为 $j100\Omega$ /相的 132kV 线路，通过一个 132/11kV 的降压变压器和阻抗为 $j0.50\Omega$ 的线路，向一个 10Ω 的负载供电。

假定我们希望确定 A 和 B 之间的阻抗，以评估接在 AB 之间的发动机的负载。常规做法是把阻抗折合到高压侧或低压侧。比如我们把阻抗折合到 132kV 等级。低压侧阻抗必须修改为消耗同样功率。令电压比为 n ，折合到高压侧的阻抗流过的

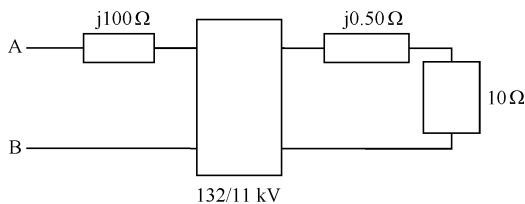


图 2-23 简单的多电压等级电网

电流为低压侧值时的 n 分之一。因此阻抗值必须提高到 n^2 倍，以保证功率损耗与以前相等。因此，AB 之间的总有效阻抗为

$$j100 + n^2(10 + j0.50) = (1440 + j172)\Omega/\text{相}$$

有效阻抗可以用标幺值表示。令 MVA 基值为 100，kV 基值为 132，则

$$\mathbf{Z}_{AB} = (1440 + j172) \frac{\text{MVA}_b}{(\text{kV}_b)^2} = (8.264 + j0.987)\text{pu}$$

如果我们将电压基值按遇到的变压器的匝数比改变，则电压基值变为 132kV 和 11kV。而整个网络的 MVA 基值保持不变，则得到的 $\mathbf{Z}_{AB}$ 阻抗标幺值为

$$\mathbf{Z}_{AB} = j100 \frac{100}{132^2} + (10 + j0.50) \frac{100}{11^2} = (8.264 + j0.987)\text{pu}$$

使用第二种方法，根据变压器匝数比修改电压基值，在这种简单情况下得到的好处并不大。然而，对于实际的电力网研究，这种方法比第一种方法（把所有阻抗折算到同一电压等级下）要方便得多。

2.4.9.2 转换到共用 MVA 基值

使用标幺值系统时，需要有一个共用 MVA 基值。通常报称的电厂阻抗 $\mathbf{Z}_p$ 是对一个特定项如 MVA_p 容量额定值的标幺值。如果电厂被纳入共用基值为 MVA_s 的系统研究中，则它的阻抗标幺值就必须修改。从式 (2-18) 可见，阻抗标幺值与 MVA 基值成正比。因此用于系统研究的电厂阻抗标幺值为

$$\mathbf{Z}'_p = \mathbf{Z}_p \frac{\text{MVA}_s}{\text{MVA}_p}$$

2.5 输电

输电的主要过程是电流流过由电源、线路和负载组成的环路。电流的流动受线路电阻和环路阻抗的阻碍。线路之间还存在电容。因此线路参数包括：

- 串联电阻。
- 串联电感。
- 并联电容。

与风电场有关的输电中，主要参数是架空线电阻和电感。对于地下电缆的情况，并联电容不能忽略。然而，风电场内电缆的容性作用很小，这里忽略不计。

2.5.1 线路参数

以下讨论将基于单相输电。这种简化在这里是合理的，因为我们的目的只是估计某给定电压水平下的电阻和电感，特别是评价确定它们相对幅值的因素。扩展到三相输电是相当直观的。从线路的物理尺寸可靠推导线路参数可在 Grainger 和 Stevenson 编写的电力系统教科书（1994）中查到。

2.5.1.1 线路电阻

考虑图 2-24 所示的由平行导线组成，长度为 l ，截面积为 a 的单相架空线路。每根导线的电阻为 $R = \rho l/a$ ，式中 ρ 为导线电阻率。电阻经常以单位长度值表示：

$$R = \rho/a \quad (2-19)$$

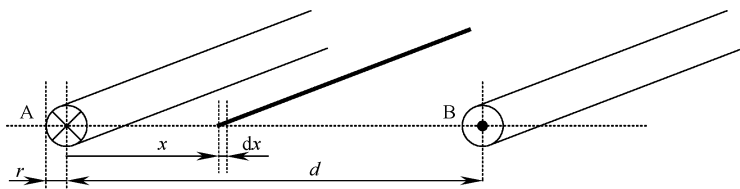


图 2-24 单相线路

2.5.1.2 线路电感

为求线路的环路电感，可考虑图 2-24 所示与导线处于同一平面，与导线 A 距离为 x ，宽度为 dx 的长方形面积元通过的磁通量。用积分可求得与电流路径链接的磁通。然后将磁链除以电流就得到电感，如前面所述。

假定环路电流为 i 。把式（2-1）用于两根导线，就可以得到垂直于面积元的磁场强度为

$$H = \frac{i}{2\pi x} + \frac{i}{2\pi(d-x)}$$

由式（2-2）可知，相应的磁通密度为

$$B = \mu_0 \left(\frac{i}{2\pi x} + \frac{i}{2\pi(d-x)} \right)$$

面积元包围的磁通等于磁通密度乘以磁场法线方向上的面积：

$$d\Phi = \frac{\mu_0 li}{2\pi} \left(\frac{1}{x} + \frac{1}{d-x} \right) dx$$

电流链接的总磁通量为两根导线之间全部面积元上的磁通：

$$\Phi = \frac{\mu_0 li}{2\pi} \int_r^{d-r} \left(\frac{1}{x} + \frac{1}{d-x} \right) dx$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{\mu_0 l i}{2\pi} [\ln(x) - \ln(d-x)]_r^{d-r} \\
&= \frac{\mu_0 l i}{\pi} \ln\left(\frac{d-r}{r}\right)
\end{aligned}$$

于是，环路电感为

$$L_l = \Phi/i = \frac{\mu_0 l}{\pi} \ln\left(\frac{d-r}{r}\right)$$

人们通常使用的是导线电感。它是环路电感的一半。与 d 相比， r 值很小，因此可以得到单位长度导线电感（H/m）的以下近似表达式：

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{d}{r} \quad (2-20)$$

这一分析忽略了导线内部的磁链，但这对准准确度的影响很小。

对于三相输电的情况，每相电感的表达式与式（2-20）非常相似。唯一区别是导线间距 d 用每对相导线间距的几何平均值 D_m 代替。这一结论的前提是假定每个相导线在线路长度的每三分之一处于三个可能位置中的一个——即称为均衡换相的条件。

2.5.1.3 线路参数典型值

输电和配电架空线的性能主要取决于它们的串联电阻和电感参数。只有对长度超过 100km 的输电线和任意长度的电缆，并联电容才有显著作用。我们将只关注配电线路和与风电场连线有关的短输电线路。因此下面的讨论中将忽略并联电容。

由式（2-19）可知，显然线路电阻与它的长度成正比，与导线截面积成反比。截面积 a 必须能承载预期电流而不使线路过热或下垂。额定值为数百 MVA 的输电线的截面积 a 显然要远大于设计额定值仅为几个 MVA 的配电线路。因此对于同样线路长度，配电线路的电阻会大于输电线路。

线路单位长度的电感参见式（2-20）。电感值由导线间距 D_m 的几何平均值与导线半径 r 的比值决定。输电用较高电压对应的 D_m 较大，为的是保证极端气候条件下相间有足够绝缘强度。然而，为满足较高功率和较大电流的要求，输电线路的导线半径也较大。因此，从输电变到配电时，比值 D_m/r 的变化并不太大。因为导线单位长度的电感与这一比值的自然对数成正比，所以这一参数的变化甚至小于 D_m/r 比值。

用线路电抗 $X = \omega L$ 表示其参数比用电感表示更方便。人们发现，在电压高于 100kV 时，输电线路的比值 X/L 通常大于 2.5。而配电线路（11kV，20kV 及 33kV）的这一比值通常接近 1。以下分析可以说明这一比值为何有如此大的差异。

线路的典型电阻、电抗值见表 2-1（Weedy 和 Cory，1998）。从这些数据可以看出，不同电压下的电抗值变化不大，而 X/R 比值随电压等级的提高加大。

表 2-1 50Hz 下的架空线参数（每相，每千米）

电压/kV	33	132	275
导线数量	1	1	2
导线截面积/mm ²	100	113	258
额定热容量(5~18℃下)/MVA	20	100	620
电阻 R/Ω	0.30	0.16	0.034
电抗 X/Ω	0.31	0.41	0.32

2.5.2 线路模型

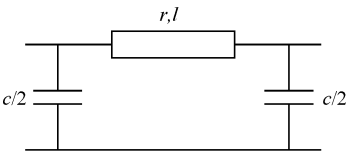
一个 1m 长的输电线可以用图 2-25 所示的 π 形线路表示。

对于长度和频率已知的线路，它的参数为

串联电阻 $R = r \times \text{长度}$

串联电抗 $X = \omega l \times \text{长度}$

并联电纳 $B = \omega c \times \text{长度}$



r : 单位长度 (m) 电阻
 l : 单位长度 (m) 电感
 c : 单位长度 (m) 电容

图 2-25 输电线参数

2.5.2.1 短线路模型

对于长度不到 100km 的架空线（但不是对于电缆！），其并联电容的影响可以忽略，因此短线路模型可以忽略电纳 B 。这样得到的线路模型如图 2-26 所示。

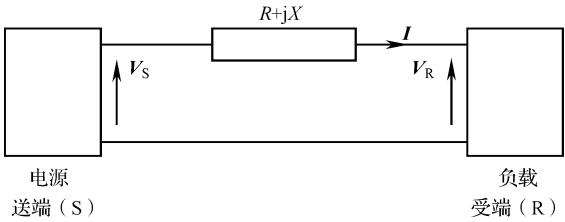


图 2-26 短线路模型

不同负载条件下的线路性能可以用以受端电压和线路串联电抗上的电压降表示的送端电压来描述：

$$V_s = V_R + (R + jX)I \tag{2-21}$$

由这一公式可以得到图 2-27 的相量图。假定负载电流落后于受端电压一个相

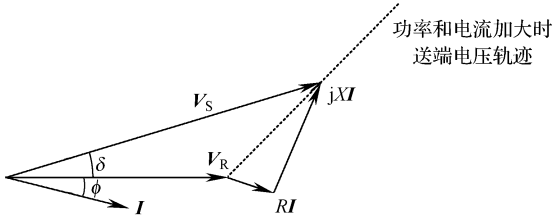


图 2-27 短输电线路的电压相量图

角 ϕ 。可以看出, 送端电压领先于受端电压的角度 δ 随负载加大而增大。

这一角度 (δ) 称为负载角或功率角。送端电压相量终止于一个方向取决于角度 ϕ 的直线轨迹上。实际上, 可以将送端电压固定, 这意味着对于假定的角度 ϕ , 受端电压会随负载加大而降低。然而, 如果负载电流是超前的, 则受端电压会随负载增大而加大。

下面引进线路阻抗角 φ (不要与功率角混淆):

$$\mathbf{Z} = R + jX = Z \angle \varphi$$

输电线的根本特性可以由负载获得功率的公式看出。由复功率可知,

$$P_R + jQ_R = \mathbf{V}_R \mathbf{I}_R^*$$

$$P_R = \operatorname{Re}(\mathbf{V}_R \mathbf{I}_R^*)$$

令受端电压为参考相量:

$$\mathbf{V}_R = V_R \angle 0^\circ = V_R$$

因为 $\mathbf{I} = \mathbf{I}_R$, 可以用式 (2-21) 以送端电压和受端电压表示 $\mathbf{I}_R^*$:

$$\mathbf{I}_R^* = \left(\frac{\mathbf{V}_S - \mathbf{V}_R}{\mathbf{Z}} \right)^*$$

经过处理可得

$$P_R = \frac{V_R V_S \cos(\varphi - \delta)}{Z} - \frac{V_R^2 \cos \varphi}{Z} \quad (2-22)$$

2.5.3 输电功率

对于高压线路, 串联电抗是串联电阻的数倍。因此, 可假定 $R = 0$, 将式 (2-22) 简化。

$$\varphi = 90^\circ$$

$$\cos \varphi = 0$$

$$\cos(\varphi - \delta) = \cos \varphi \cos \delta + \sin \varphi \sin \delta = \sin \delta$$

$$P_R = \frac{V_S V_R \sin \delta}{X} \quad (2-23)$$

通常, 各电压需保持在它们的标称值的 6% 以内。因此输送功率主要取决于功率角 δ ——这也是它叫这个名字的原因。

功率流向受端并不一定需要送端电压大于受端电压。让图 2-27 的负载具有超前功率因数就可以看出这一点。

2.5.3.1 最大输送功率

注意, 当功率角为 90° 时, 无损线路输送的功率最大。由式 (2-23) 可知, 最大输送功率为

$$P_{RM} = \frac{V_S V_R}{X}$$

送端电压和受端电压将接近额定值。因此，除了导线电流额定值，限制输送功率的关键因素是电抗，它取决于线路长度（ $X = \omega l \times \text{长度}$ ）。

2.5.4 电压调节

考虑图 2-28 所示的一台发电机通过架空线向大系统供电的情况。

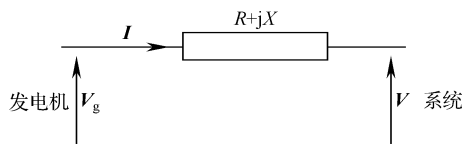


图 2-28 发电机向大系统送电

假定系统很大，电压不变。下面要研究发电机电压随发出的有功功率和无功率变化的情况。

发电机电压为

$$V_g = V + (R + jX)I$$

我们将分开考虑有功功率和无功功率的影响。首先考虑有功功率，电流 I 与发电机电压同相位。发电机电压与系统电压的关系可以从图 2-29 的相量图看出。

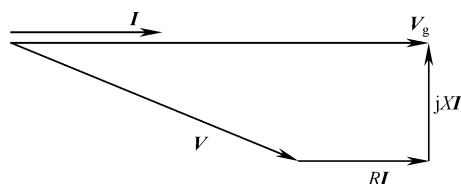


图 2-29 有功功率的电压调节

由图 2-29 可以看出，由于发出有功功率产生的电压升高约为

$$\Delta V_a \approx RI = \frac{RV_g I}{V_g} = \frac{RP}{V_g}$$

现在考虑发出无功功率。负载消费正无功功率意味着电流落后于电压 90° 。采用发电机惯例将电流相位反向，发出正无功功率又将它再次反向。图 2-30 给出了这种情况。

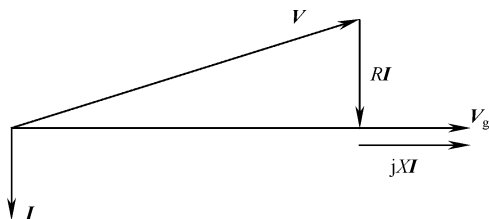


图 2-30 无功功率的电压调节

从图 2-30 可以看出, 由于发出无功功率升高的电压约为

$$\Delta V_r \approx XI = \frac{XV_g I}{V_g} = \frac{XQ}{V_g}$$

发电产生的总电压升高为

$$\Delta V = \Delta V_a + \Delta V_r \approx \frac{RP + XQ}{V_g} \quad (2-24)$$

式 (2-24) 可用来以迭代方式估计发电机电压。例如, 可

- 1) 令 $V_g = 1.0 \text{ pu}$ 。
 - 2) 求出 ΔV 。
 - 3) 再令 $V_g = 1.0 + \Delta V$ 。
 - 4) 如果 V_g 处于它前值的一定误差范围内, 则退出; 否则需回到第 2) 步。
- 这是潮流问题的一个简单例子。

在输电网中, R 与 X 相比很小, 电压分布主要取决于无功潮流。但风电场通常与配电电压等级连接。如前所述, 在这些电压等级下, R 与 X 是可比的。因此, 在决定风电场端子电压上, 有功功率经常比无功功率的影响更大。它产生的电压升高问题及可能的解决办法将在本书第 4 章加以说明。

第3章 风电技术

3.1 引言

本章的主要目的是说明大型风力发电常用的技术。首先将风电机组设计的进化置于其历史背景中，然后考虑业界面对的目前设计选择，再简要分析风能的获取过程，进而讨论功率控制的关键领域。可以看到，这里的选项取决于是否采用定速或变速技术。

对定速风电机组技术的说明包括对相关感应电机理论的回顾。感应（异步）电机是定速风力发电机的关键部件，也在一定程度上构成了部分变速设计的基础。这一节也说明了主导该产业早期快速增长的定速设计的某些缺点。

本章 3.6 节回顾了导致变速技术成为增长主导的理由。该节详细论述了部分变速（双馈感应发电机，DFIG）和全变速风力发电机的配置。

3.2 风电技术的历史回顾

人类把风用作能源来抽水和磨米已经有千余年历史，到 18 世纪，传统的欧洲风车已经进化为能在强风时功率达到 25kW 的复杂装置（Golding, 1955）。据估计，工业革命前，英格兰约有 10000 台风车，但在引进可靠的蒸汽机后它们就逐渐被淘汰。抽水风车从 19 世纪 50 年代起在美国广泛使用达 100 多年（Spera, 1994），只是在 20 世纪 40 年代的农村电气化工程大力实施后才被电力抽水取代。

“美国”抽水风车的成功刺激了人们对风力发电的研究。1888 年 C. F. Brush 博士在俄亥俄州克利夫兰（Cleveland）建造了一个直径为 17m、12kW 的多叶片直流风电机组，而 P. LaCour 教授进行了一些重要试验。这些试验导致 1900 年早期在丹麦建起了数百台功率为 5 ~ 25kW 的风力发电机。从 20 世纪 20 年代起，一些美国家庭用额定功率最高达 3kW 的两叶片或三叶片风电机组为电源给蓄电池充电。但它们也无法与推广中的农村电气化工程竞争（Johnson, 1985）。

大型风电机组的开发始于 1930 年在克里米亚建起的直径为 30m、100kW 的风电机组，但人们印象最深刻的早期风电机组可能是建于 1941 年，直径为 53m、功率为 1250kW 的 Smith Putnam 风电机组（Putnam, 1948）。这个著名的上风式、

双叶片、全桨距控制的机械展示了很多现代风电机组的特点，并成功运行了1000多小时，直到有一个叶片脱落。尽管这被认为是一项技术成就，但这个项目被放弃了，因为面对廉价化石燃料的竞争，制造商看不到用于发电的大型风电机组的商业机会。但欧洲仍然在继续研究，并建造了多台重要的大型风电机组。1957年，丹麦建造了直径24m、200kW的三叶片Gadser风电机组，而Hutter博士在德国建造了一台先进的100kW轻型风电机。大约同时，法国和英国也建造了单机容量100kW左右的风电机组，但由于油价很低，限制了人们对风电的商业兴趣。

然而，20世纪70年代世界油价提高了两倍，这刺激了人们对风电的研究，很多国家，包括美国、英国、德国和瑞典都制定了开发项目。总体来说，这些项目都支持宇航产业公司开发大型且技术先进的风电机组。典型例子有美国的Mod 5B（直径97.5m，3.2MW）风电机组，英国的LS-1（直径60m，3MW）风电机组，德国和瑞典也建造了类似的原型机。但人们低估了建造这种规模的可靠、有成本效益的风电机组的技术挑战，这些原型机并没有直接导致成功的商业产品，尽管获得了很多有用的信息。

作为对油价高企的回应，人们推出了很多税收及财政方面的其他激励措施来推广风电机组，最显著的是在加利福尼亚。这些措施为制造商提供了一个小型简易风电机组的市场。起初人们使用的设计五花八门，包括垂直轴风电机组，但经过一段时间后，被称为“丹麦”概念的三叶片、上风式、失速控制的定速风电机组成为主导机型。起初，这些风电机组是小容量的，有的额定容量只有30kW，但随后15年里，它们发展到直径约40m、容量800~1000kW。然而，到20世纪90年代中期，人们已经认识到，要使风电机组容量进一步加大，就必须摒弃这种简单结构，必须采用一系列在过去政府投资的研究项目中研究过的先进技术（如变速运行、桨距控制及先进材料等）。因此，现在开发的大型风电机组（最大直径达100m，额定容量3~4MW）都在使用20世纪80年代的大型原型机的概念，但参照了过去20年小型风电机组商业运行获得的经验。

3.3 大型风力发电机的设计选择

风电机组设计人员有大量可用选择，而且多年来，其中的大部分都已进行过研究。然而，风力发电的商业设计现在都汇聚为水平轴、三叶片的上风式风电机组。大型风电机组多半是变速的，而简单的小型风电机组则是使用失速控制的定速风电机组。

最早的风车使用垂直轴风轮。它们很容易建造，使用气动拖曳力，只能产生很低的出力。它的运行原理与杯式风速仪相似，基于风轮每侧的拖曳力差。然而，如

果精心配置叶片，升力可远大于拖曳力，于是人们把风车的转轴从垂直改为水平，而风车的运行原理也改为使用升力。

在现代，由于垂直轴、基于拖曳力的风车结构简单，无需让风轮与风向一致，并且能在低风速下运行，所以对与建筑物一体化的小型风电机组很有吸引力。Savonius 风轮可能是这一等级风电机组中人们最熟知的例子（La Gourieres, 1982）。然而，由于这种风轮实度高（因此成本也高）、出力较低，所以对于大型风力发电来说，拖曳力运行风电机组不大可能有较高的成本效益。

尽管发电用风电机组显然应该使用升力风轮，但直到 20 世纪 90 年代，对转轴应该垂直还是水平的问题一直争论不休。加利福尼亚安装了大量 Darrieus “搅蛋器”式垂直轴风电机组，而且加拿大还建造了兆瓦级原型机。此外，英国还造了两台 P. Musgrove 博士提出的基于直叶片、垂直轴设计的原型机。他们声称，垂直轴风电机组的优点有，齿轮箱和发电机可以放在地面，无需让风轮对风向偏航。然而，仔细评估后人们发现，与水平轴风电机组相比，垂直轴风电机组重量大，因此成本更高，从此这一开发路线走到了尽头。

对于水平轴风电机组，首先要选择风轮是处于风塔的下风向还是上风向。风轮处于下风向可以使叶片更灵活，没有与风塔撞击的危险，而且原则上说，下风风轮可以对风向偏航而无需偏航电动机和制动器。美国政府 20 世纪 70 年代开发项目的早期原型机使用了下风风轮，而且 20 世纪 90 年代之前的试验风电机组都继续使用这一概念。然而，下风运行的塔影效应更显著，风轮接受的气流会受到风塔阻碍，因此会使电能质量下降，加大气动噪声。

现在的现代发电用风力机使用三叶片上风式风轮，尽管早期商业风电机组也曾使用过双叶片甚至单叶片风轮。减少叶片数量意味着风轮必须以更高转速运行，以获取风轮扫掠面积中的更多风能。尽管风轮转速高能降低齿轮箱变速比的要求，但风轮叶尖转速高会加大气动噪声和拖曳力损耗。最重要的是，三叶片风轮比其他设计更赏心悦目，因此现在大型发电风电机组总是使用这种结构。

发电风力机的最简单配置是使用感应发电机（有时称异步机），运行于基本不变转速。使用直连同步发电机是不可行的，因为塔影效应会导致气动风轮产生的机械转矩发生很大脉动。实际的同步发电机不能阻尼这种振动，因此需要使用阻尼大得多的感应发电机。另一个方法是使用电子设备，将发电机通过变频器与电网相连，允许发电机转速变化。这种配置的优点是：降低了机械负载；暂态转矩更容易控制；使气动风轮能在较大风速范围内运行于最高效率。它的缺点是高成本和电力电子装置的功率损失。现在制造的大部分风电机组都是变速运行的，因为电力电子变换器能更好地控制风电机组出力，更容易满足电力系统运营商的要求。

3.4 获取能量和功率控制

3.4.1 风轮扫掠面积上获取的能量

风电机组的运行依靠从风轮圆盘扫掠面积获得的能量 (Burton 等, 2001; Manwell 等, 2002), 如图 3-1 所示。

气流的功率为

$$P_{\text{air}} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (3-1)$$

式中, ρ 是空气密度 (约为 1.225 kg/m^3); A 是风轮扫掠面积; V 是自由风速。

它的真实性可以从单位时间内通过风轮扫掠圆盘的空气动能证实。

$$P_{\text{air}} = \frac{1}{2} \rho A V \cdot V^2 \quad (3-2)$$

式中, $\rho A V$ 是空气的质量流速。

然而, 风电机组并不能获取全部能量, 因此需要定义一个功率系数。功率系数是风电机组风轮获取的功率与风的可用功率的比值。

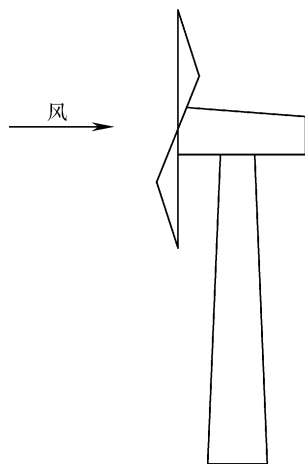


图 3-1 水平轴风电机组

$$C_p = \frac{P_{\text{wt}}}{P_{\text{air}}} \quad (3-3)$$

$$P_{\text{wt}} = C_p P_{\text{air}} = C_p \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (3-4)$$

可以证明, 对于任何流体涡轮, 都存在一个用下式表示的可以从流体流获得的最大能量:

$$C_{p_{\text{max}}} = 16/27 = 0.593$$

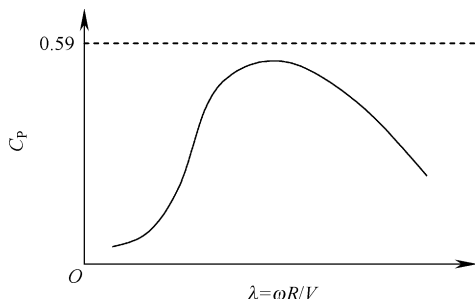
它称为贝茨极限 (Betz limit)。它的含义是, 风电机组永远不可能从气流中获取超过 59% 的能量。

为了简便, 还可定义叶尖速度比 (λ):

$$\lambda = \frac{\omega R}{V} \quad (3-5)$$

式中, ω 是风轮转速; R 是风轮叶尖半径; V 是自由风速。

λ 和 C_p 都是无量纲量, 因此可以用于描述任何容量风电机组的性能。图 3-2 表明, 最大功率系数只有在一个叶尖速度比下才能达到, 而对于定速风电机组, 这种情况只能发生在一个风速下。因此对于变速运行风电机组的一个论点是, 它可以在一定风速范围内运行于最大功率系数。

图 3-2 功率系数与叶尖速度比关系曲线 (C_p/λ)

风电机组的总体特性用它的功率曲线描述（见图 3-3）。

功率曲线把风电机组的稳态出力与自由风速关联起来，通常用 10min 平均风速度量。在切入风速（约为 5m/s）以下，风电机组停机，因为风中含的能量太低，不能用来发电。而一旦开始运行，风电机组出力将随风速的广义三次方关系增大（但要用 C_p 的变化修正），直至达到额定风速。风速超过额定风速后，气动风轮配置要限制从风中获取的机械功率，从而降低传动系统的机械负载。然后，在极高风速下，风电机组要关停。

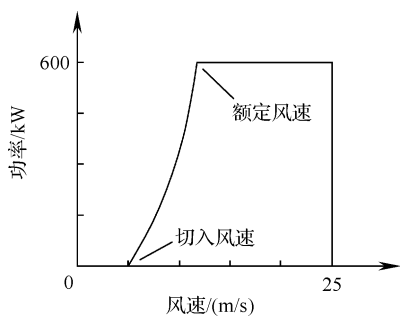


图 3-3 风电机组的功率曲线

风电机组设计者需要选择切入风速、额定风速和停机风速，试图在典型风况下对风电机组的最大获取功率和机械负载（它决定资金成本）控制之间取得平衡。对于年平均风速 V_m 为 8m/s 的地点，这些量的典型值如下：切入风速 5m/s， $0.6V_m$ ；额定风速 12 ~ 14m/s， $1.5 \sim 1.75V_m$ ；停机风速 25m/s， $3V_m$ 。

风电机组一年获取的能量当然取决于功率曲线和站点的风资源。图 3-4 显示了分区间风速数据和功率曲线。风速区间间隔为 1m/s，如 5.5 ~ 6.5m/s，6.5 ~ 7.5m/s 等。

用每个风速区间的年小时数乘以风电机组的分区间功率曲线，就可以算得年发电量。必须减掉损耗，包括风电场内的电气损耗和空气动力阵列损耗。

由分区间功率曲线和风速数据可计算发电量：

$$\text{发电量} = \sum_{i=1}^n H(i)P(i) \quad (3-6)$$

式中， $H(i)$ 是风速区间 i 的小时数； $P(i)$ 是风速区间 i 的功率。

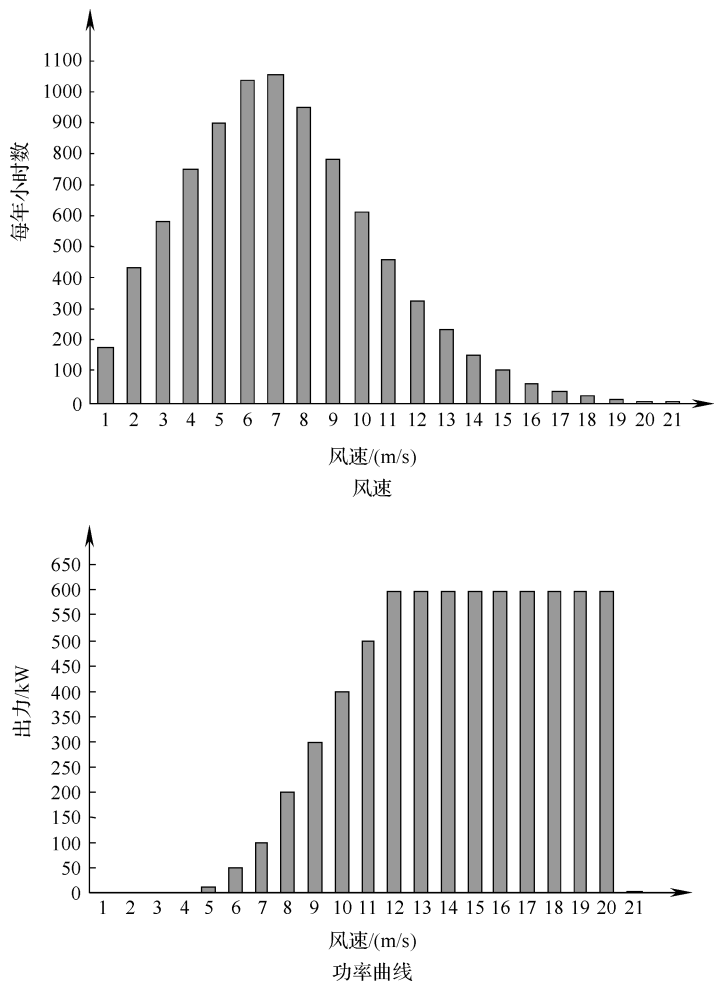


图 3-4 计算年发电量

3.4.2 功率控制

风电机组功率曲线（见图 3-3）表明，在切入风速与额定风速之间，风电机组运行，从通过风轮圆盘的风中获取最大能量。然而，当风速超过额定风速时，需有意限制风轮机轴上的机械功率，以降低风电机组负载。

定速风电机组即使用与电网直连的感应（异步）发电机的风电机组，可以使用以下任意一种技术来限制风速超过额定风速时的功率：

- 桨距控制：叶片绕其纵向轴旋转。
- 失速控制：叶片角固定，但其气动性能设计为高速时停转。
- 助力失速控制：在这种控制模式下，叶片绕纵向轴缓慢旋转，但主控制机制

是失速控制。

- 偏航控制：整个机舱绕风塔旋转，使风轮对风向偏航。这种技术不常使用。

变速风电机组使用某种形式的电子设备将发电机与电网连接，通常在高风速时使用桨距控制，但也使用失速控制。

所有大型风电机组的叶片都制成翼型截面形状以产生升力。它的翼型截面与飞机机翼形状相似。这些截面的特性与入射角（有时也称为攻角（angle of attack））明确相关。典型的叶片翼型截面元素如图 3-5 所示。

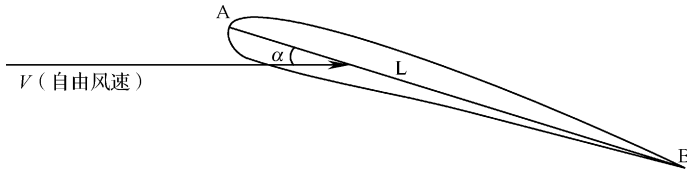


图 3-5 翼型截面

通常定义如下：

- A：前缘。
- B：后缘。
- L：弦线（前后缘之间的直线）。
- α ：自由风速与弦线之间的入射角。

风通过叶片时，它的上表面的风速会加大，而压力降低。相反地，它的下表面的风速会降低，而压力会加大。因而根据伯努利（Bernoulli）定律，对于水平气流：

$$\frac{1}{2}\rho V^2 + p = \text{常数} \quad (3-7)$$

式中， V 是自由风速； ρ 是空气密度； p 是压力。压力差如图 3-6 所示。

这个压力差产生的力可以分解为相互垂直的两个分力：升力 F_{lift} 和阻力 F_{drag} 。升力与自由风速垂直，而阻力与它平行。

这两个力用升力系数 C_l 和阻力系数 C_d 描述。升力与 C_l 成正比，而阻力与 C_d 成正比。

C_l 和 C_d 都随气流中叶片的入射角变化。升力系数在达到其最大值前大致呈线性关系，然后翼型会停转，升力系数下降（见图 3-7）。失速的原因是翼型上表面边界层的分离和循环尾流的形成，而阻力随 α 的

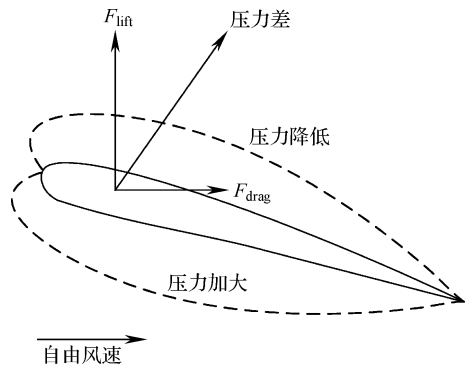


图 3-6 翼型上产生的升力和阻力

加大则要缓慢得多。

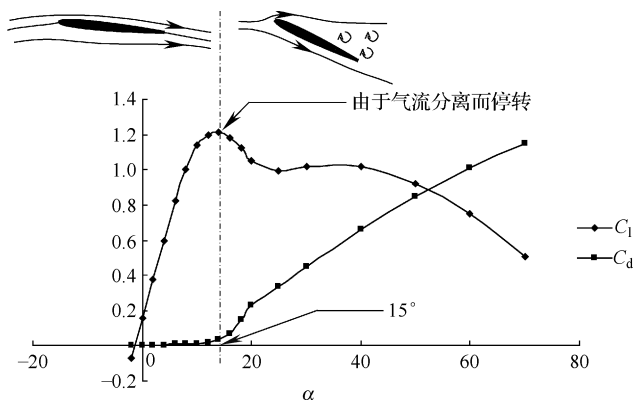


图 3-7 翼型特性

图 3-8 说明风电机组如何运行及控制功率的两个机制——失速和桨距控制是如何运作的。图 3-8a 是从顶部看去的风电机组叶片。为方便起见，考虑观察者从顶部向下看垂直叶片的叶尖。

U 是从叶片看的相对风速。它由入射的自由风速 V 和叶片旋转速度 ωR 两个分量组成。定义 F_d (阻力) 为与 U 平行的分量, F_l (升力) 为垂直分量 (见图 3-8b)。然后, 升力和阻力可以分解为使叶片转动的旋转力 F_r 和作用于风轮、由风电机组结构抗御的推力 F_q 。

对于定速风电机组, 它的风轮角速度 ω 由锁定到电网频率的发电机固定。

因此可以看出, 降低超过额定风速时的旋转力 F_r 有两种方法。可以机械转动叶片来降低入射角 α 。如图 3-7 所示, 这样可以降低升力系数 C_l , 而对阻力系数 C_d 影响很小。降低升力系数 C_l 会使升力 F_l 降低, 这又会降低旋转力 F_r 。这种方法称为桨距控制, 因为它需要通过机械旋转改变叶片桨距。

另一种方法是把叶片固定在一个对机舱不变的角度。要注意, ωR 是不变的, 可以看出, 当自由风速 V 增大时, 入射角 α 也增大。如图 3-7 所示, 一旦叶片停转, 升力系数 C_l 及转矩都会降低。这种方法称为失速控制。它不需要叶片桨距角做出任何实际改变。

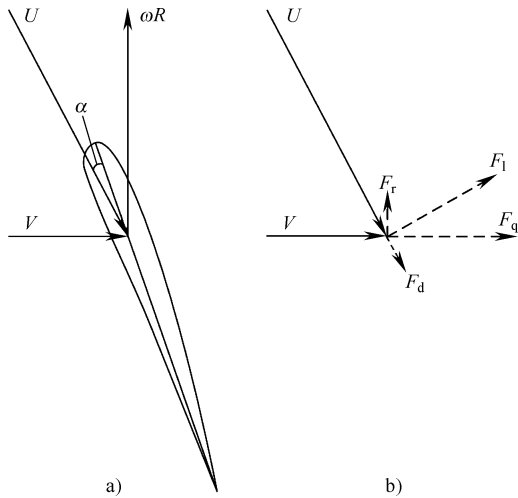


图 3-8 风电机组的运行
a) 两个速度分量 b) 升力和阻力

显然失速控制很有吸引力，因为它不需要运动部件。但可惜的是，要预测使叶片停转的风速相当困难，因为失速效应是一种复杂的三维现象，涉及一定程度的滞后效应。桨距控制较容易预测，但需要某种控制机构来改变叶片桨距角，如图 3-9 所示。风电机组出力用功率变送器测量，并作为改变叶片桨距角的控制系统的输入。因为不同风速下，失速发生在沿叶片的不同半径位置上，所以失速控制风电机组的功率曲线不像桨距控制叶片那样陡峭，因此会损失一些捕捉能量。然而，无论是失速控制还是桨距控制，最大 80m 直径、2MW 电功率的风电机组现在都有商业供货。

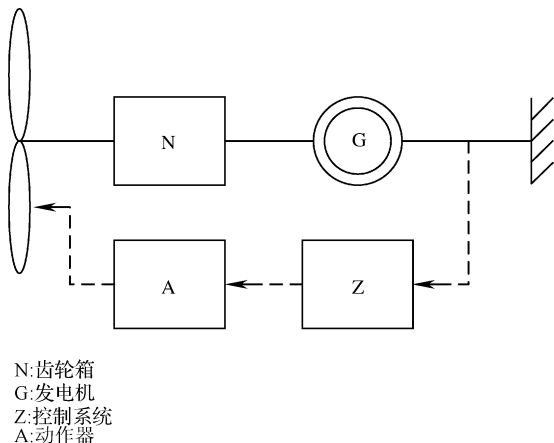


图 3-9 桨距控制系统

近来，人们对使用助力失速控制（有时称为主动失速）表现出巨大兴趣。这种技术是使用慢速叶片桨距动作器来给叶片定位，其余的控制机制仍然是气动失速。使用助力失速控制的原因之一是特大风电机组的制动需要有叶片动作器，因此它可以用于助力失速控制而无需增加设备。

变速风电机组通常使用桨距控制来限制它的风轮的功率，但也有使用失速控制的（Burton 等，2001）。然而，要使失速控制有效，就必须让转速 ωR 保持恒定。这可以用电力电子转换器实现，但大型风电机组变速运行的最关键优点是风轮可以在受到阵风冲击时加速，从而降低机械负载。而失速控制要求风电机组转速保持不变，因而降低了这一优点。

3.5 定速风电机组

定速风电机组是电气方面相当简单的设备，包含一个驱动低速轴的气动风轮，一个齿轮箱，一个高速轴，还有一台感应发电机，即异步发电机。从电气系统的观点看，最好把它们视为一个大风扇把气流产生的转矩施加到机轴上。在说明这种风电机组的主要部件和特性之前，我们先回顾一下感应电机的基本特性。

3.5.1 感应（异步）发电机概述

感应电机由定子绕组和转子绕组组成。当平衡三相电流流过定子绕组时，会产生一个以同步速 n_s 旋转的磁场。同步速以 r/min 为单位，可表示为

$$n_s = \frac{120f_s}{p_f} \quad (3-8)$$

式中, f_s 是定子电流的频率; p_t 是极数。

如果定子磁场与转子之间存在相对运动, 则会在转子绕组中感应出频率为 f_r (Hz) 的电压。频率 f_r 等于频率转差 sf_s , 其中转差率 s 为

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \tag{3-9}$$

式中, n_r 是转子速度, 单位为 r/min。

如果转子转速低于同步速, 则转差率为正; 高于同步速则转差率为负 (Krause, 2002; Kundur, 1994)。

图 3-10 是有一对励磁电极的三相感应电机示意截面图, 图 3-11 是定子和转子的电路。定子由在空间分布各相距 120° 的三相绕组 as、bs 和 cs 组成。转子电路有三个分布绕组 ar、br 和 cr。角 θ 是转子绕组相轴 ar 在旋转方向上超前于定子绕组相轴 as 的角度, 角 ω_r 是旋转角速度, 单位为 el rad/s (电气弧度/秒)。定子电场的角速度为 $\omega_s = 2\pi f_s$ 。

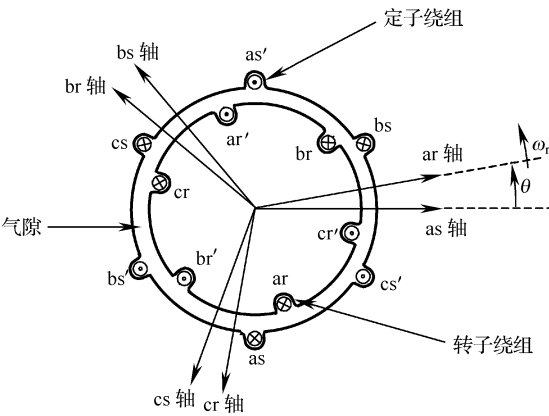


图 3-10 三相感应电机示意图 (Kundur, 1994)

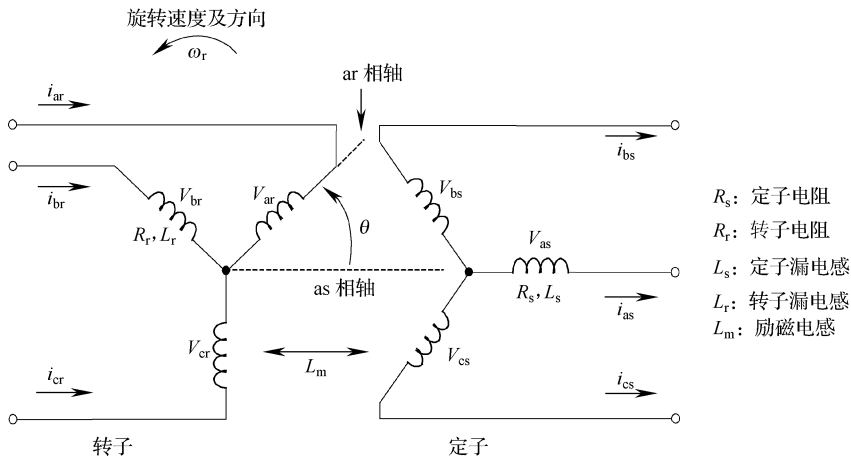


图 3-11 感应电机的定子电路和转子电路 (Kundur, 1994)

根据法拉第定律 (见式 (2-10)), 由于转子与定子磁场存在相对运动, 转子各相会产生感应电压。感应电动势 (e. m. f., electromotive force) 的幅值与转差率成正比。如果转子是静止的, 则感应电机可视为变压器。假定静止状态下每相定子的感应电压为 V_r 。因为感应电压与磁通量的变化率成正比 (见式 (2-10)), 所以

转差率为 s 时，转子电压为

$$\text{转子电压} = sV_r$$

感应电机产生的转矩取决于流过转子每相的电流（见式 (2-7)）。在给定转差率下，转子相电流由施加在转子阻抗上的转子相电压 sV_r 决定。转子阻抗由转子电阻 R_r 和转子漏电感 L_r 组成。电抗大小取决于转子电流的频率。如果转子静止时的电抗为 $X_r = \omega_s L_r$ ，则在转差率 s 下它的电抗为 sX_r 。因此转子电流为

$$I_r = \frac{sV_r}{R_r + jsX_r}$$

注意，与转差率相关的电压可以用静止转子电压取代如下：

$$I_r = \frac{V_r}{\frac{R_r}{s} + jX_r}$$

如果转子/定子的有效匝数比为 N ，则静止转子电压可以折合到定子回路为

$$V'_r = \frac{V_r}{N}$$

转子电流折合到定子回路为

$$I'_r = NI_r$$

建立一个代表感应电机的每一相的等效电路是很有用的。它类似于图 2-4 所示的变压器等效电路，但用电机的转子代替变压器的二次绕组，用电机的定子代替变压器的一次绕组。把所有量都转换到定子侧会很方便。转子相电流是定子相电流的 $1/N$ 才能达到变压作用所需的磁动势（m. m. f, magnetomotive force）平衡（见 2.2.5 节）。因此，折合到定子侧的转子阻抗必须乘以折合系数 $1/N^2$ 才能得到与定子相同的相对电压降和功率损耗。因此有

$$R'_r = R_r/N^2$$

$$X'_r = X_r/N^2$$

折合到定子侧的转子回路示于图 3-12 中 aa' 的右侧。图中还显示了定子电阻 R_s 和定子漏抗 X_s 。要使等效电路图完整，还要加上励磁电抗 X_m 。

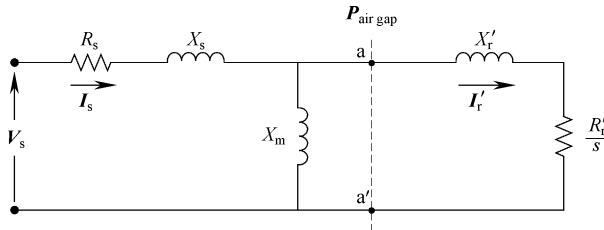


图 3-12 感应电机的单相等效电路（Kundur, 1994）

如图 3-13 所示,把励磁电抗跨接在电源电压 V_s 上会相当方便。这样做可以简化分析,但准确度损失不大。

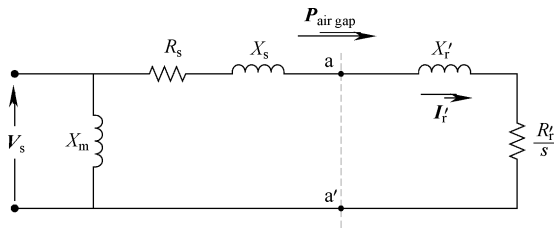


图 3-13 适于评估简单转矩—转差率关系的等效电路图

通过气隙传送到转子（一相）的功率为

$$P_{\text{air gap}} = \frac{R'_r}{s} (I'_r)^2 \quad (3-10)$$

电机产生的转矩（三相）可由式（3-8）和 $P_{\text{air gap}} = 2\pi n_s T/60$ 求得

$$T = 3 \frac{P_f}{2} \frac{R'_r}{s\omega_s} (I'_r)^2 \quad (3-11)$$

式中, $\omega_s = 2\pi f_s$ 。

由式（3-11）可以看出,转矩与转差率相关。对转矩—转差率关系进行简单分析时,可使用图 3-13 所示的等效电路图。

由图 3-13 可知,转子电流为

$$I'_r = \frac{V_s}{(R_s + R'_r/s) + j(X_s + X'_r)} \quad (3-12)$$

然后,由式（3-11）可得转矩为

$$T = 3 \frac{P_f}{2} \left(\frac{R'_r}{s\omega_s} \right) \frac{V_s^2}{(R_s + R'_r/s)^2 + (X_s + X'_r)^2} \quad (3-13)$$

如果忽略很小的定子电阻 R_s ,则很容易估算转矩和转差率之间的关系。这时转矩可写为

$$T = 3 \frac{P_f}{2} \left(\frac{R'_r}{\omega_s} \right) \frac{sV_s^2}{R_r'^2 + s^2 X^2} = k \frac{sR'_r}{R_r'^2 + s^2 X^2} \quad (3-14)$$

式中,

$$k = 3 \frac{P_f}{2} \left(\frac{V_s^2}{\omega_s} \right)$$

$$X = X_s + X'_r$$

由式（3-14）可见,当转差率 s 很小时,转矩与它成正比。当转差率较大时,转矩近似等于

$$T \approx k \frac{R'_r}{sX^2}$$

因此，对转差率较大的情况，转矩与转差率成反比。

因此必然存在一个使转矩最大的转差率中间值。将转矩对转差率求导并令其等于零，即可求得该转差率值：

$$\begin{aligned}
 \frac{dT}{ds} &= \frac{d}{ds} [ksR'_r(R_r'^2 + s^2X^2)^{-1}] \\
 &= kR'_r(R_r'^2 + s^2X^2)^{-1} - ksR'_r(R_r'^2 + s^2X^2)^{-2} \times 2sX^2 \\
 &= k \frac{R_r'(R_r'^2 + s^2X^2) - 2s^2R'_rX^2}{(R_r'^2 + s^2X^2)^2} \\
 &= k \frac{R_r'^3 - s^2R'_rX^2}{(R_r'^2 + s^2X^2)^2} \\
 &= 0
 \end{aligned}$$

因此当下式关系得到满足时，转矩获得最大值：

$$\begin{aligned}
 R_r'^3 - s^2R'_rX^2 &= 0 \\
 \therefore s &= \frac{R_r'}{X}
 \end{aligned} \tag{3-15}$$

因此，由式 (3-14) 和式 (3-15) 可得，转矩最大值为

$$T_{\max} = \frac{k}{2X} = \frac{3V_s^2}{4\pi(n_s/60)(X_s + X_r')} \tag{3-16}$$

注意，转矩最大值与转子电阻值无关。

典型的转矩—转差关系如图 3-14 所示。静止状态下，转速为零，转差等于 1pu。

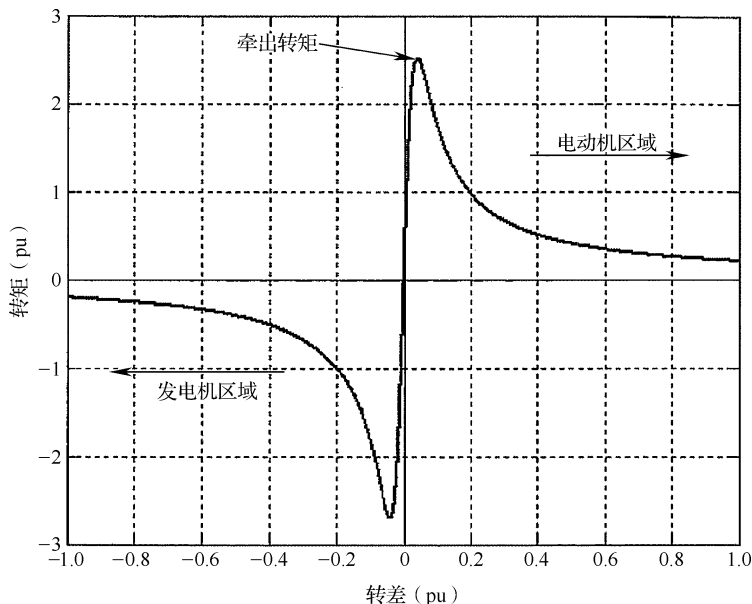


图 3-14 感应电机的典型转矩—速度关系曲线

在零与同步速之间,电机的性能为电动机。超过同步速之后,电机的性能为发电机。

图 3-15 说明了转子电阻 R_r 的变化对感应电机转矩的影响。一方面,要在正常运行条件下达到高效率需要转子电阻较小。另一方面,要产生大转差却需要转子电阻较大。

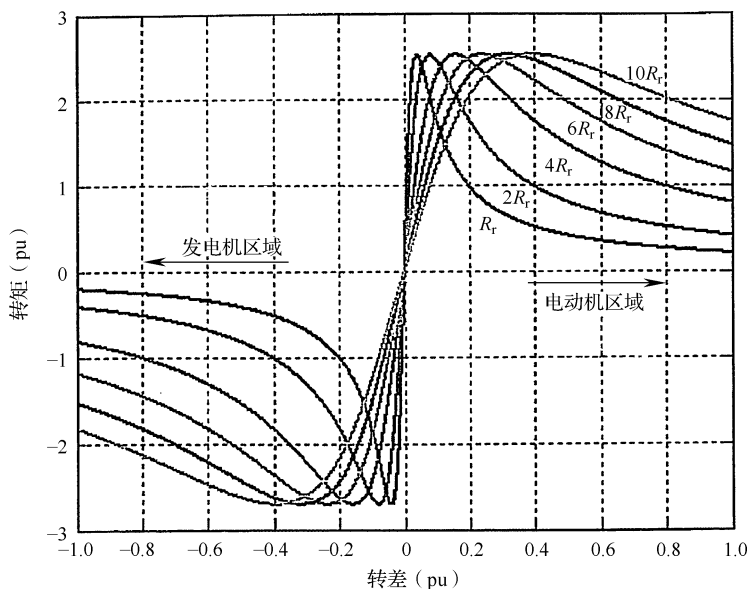


图 3-15 说明转子回路电阻作用的转矩—转差关系曲线

控制转子回路电阻 (从而控制发电机转差和转速) 的一种方法是使用与外部可变电阻相连的绕线式转子。这时转子电阻可以用电子设备调节。绕线式转子可以通过电刷和集电环与外部可变电阻连接。然而,一种最新的方法是把电阻和电子设备都放在转子上。所需的转差控制信号这时要通过光纤通信传到转子。

3.5.2 基于感应发电机的定速风电机组

在定速风电机组中,感应发电机通常运行于 690V, 它的功率通过垂直的引下电缆传递到通常位于风塔底部的配电盘和本地变压器 (见图 3-16)。可投切的功率因数校正电容器被用来改善感应发电机的功率因数, 而反并联晶闸管软启动单元被用于在发电机达到运行转速时为其通电。软启动单元的作用是缓慢建立磁通, 尽量降低发电机通电过程中的暂态电流。同时, 一旦通电, 也要使电网电压慢慢施加到发电机上, 使传动系统慢慢进入其运行转速。

桨距控制风轮在其起动期间可以控制它的发电机转速, 但定桨距失速控制风电机组允许在风力驱动下加速, 并使发电机在稍低于同步速下接入。

向国家电网供电的大型汽轮发电机组都使用同步电机。它们的优点在于效率高, 能分别独立控制有功出力 P (用机械调速器调节机轴转矩) 和无功出力 Q (改

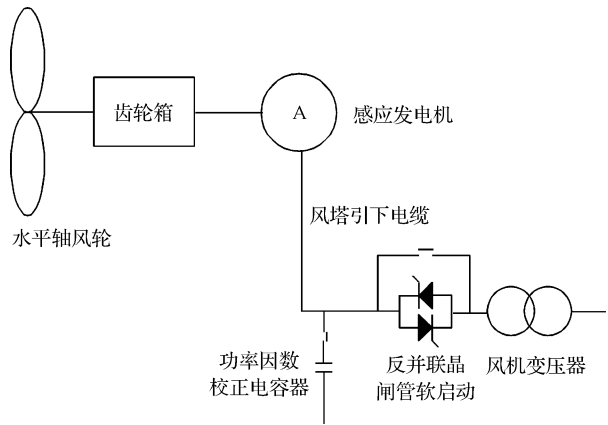


图 3-16 定速风电机组示意图

变励磁电流)。然而，当叶片通过塔影效应和风力剪切作用产生的频率时，风电机组的气动风轮会产生相当大的转矩脉动。不幸的是，这些气动转矩变化经常接近于同步发电机与电网连接的固有振荡频率。因此，定速风电机组不能使用与电网直接连接的同步发电机和简单的机械传动系统。某些使用同步发电机的早期风电机组在传动系统中加装了机械阻尼器，但现代定速风电机组都使用感应发电机。

感应发电机尽管阻尼性能不错，但它也有很多重大缺点。阻尼与转差（转子转速与定子磁场转速之差）成正比，是由转子功率损失产生的。因此，为实现期望的对传动系统振荡的阻尼，让转差较高（比如说 1%），其结果是发电机出力的 1% 变成了转子中的热量。

感应电机没有单独的励磁电路，因此不能直接控制无功功率。因此它的有功功率与无功功率之间存在固定关系（见图 3-17）。发电机区域的运行轨迹为图中的曲线 A-B。即使有功功率出力为零，也需要输入无功功率（Mvar）为电机的励磁回路供电。当有功功率输出加大时，需要从电网吸取更多无功功率。功率因数校正电容器的作用是使运行曲线在垂直方向上下降。当发电机和电容器与电网保持连接时，它们的电压由电网确定。然而，如果电网发生故障，发电机和电容器被断开，则可

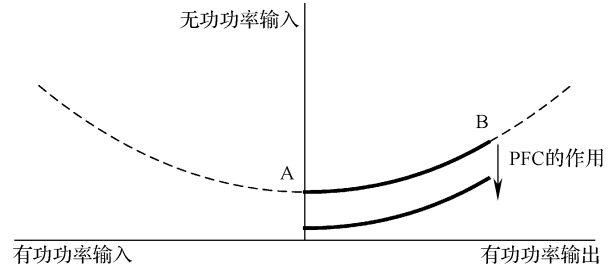


图 3-17 感应电机的圆图（显示功率因数校正的作用）

能产生称为自激的谐振条件,有可能导致很高的过电压。要避免发生这种情况,一种方法是限制电容器组的容量,另一种方法是采取保护措施,让电容器在发生这种事件时快速跳开。

在电力系统中,通常用感受大型同步发电机故障电流的方法检测电网短路。感应发电机仅在所谓的次暂态期间向三相短路提供故障电流,这对于使过电流继电保护可靠动作来说时间太短。因此,感应发电机不能认为是可靠的故障电流来源。因此,常规做法是,在发生电网故障时,依靠电网的短路电流来使保护动作,将风电场隔离,然后用欠电压/过电压保护或频率保护使风电机组跳闸。

定速风力发电机的一个重大局限是,如果电网电压下降,它可能过速并失去稳定。当短路发生在主输电网时,它造成的电压下降可能分布在很大地理区域内。这种情况下,感应发电机机端电压降低会使发电机过速并从电网吸收很大的无功功率。这又会使电网电压进一步降低,并最终导致电压崩溃。显然,人们非常不希望恰好在电网由于短路而受到压力时,又有大面积分布的风电机组跳闸。因此,对电力系统安全负有责任的输电系统运营商就提出了所谓“故障穿越(fault ride-through)”的要求。这一要求是,在高压输电系统(275kV或400kV)发生会使输电电网电压降到零的故障时,风电机组继续运行。这种要求很难用结构简单的定速风电机组满足。

3.6 变速风电机组

近年来,风电机组的单机容量越来越大,风电机组技术也由定速转向变速。这些发展背后的动力主要是通过变速运行达到的联网要求和降低机械负载。变速风电机组有如下关键优点(Müller等,2002):

- 它的成本效益高,可以实现简单的桨距控制。低风速时,桨距角通常是固定的。桨距角控制仅用于高风速时限制最大出力。
- 它可以降低机械应力;可以吸收阵风,即能量可以以风电机组机械惯性的形式储存,从而产生一种降低转矩脉动的“弹性”。
- 它可以动态补偿风塔背压产生的转矩和功率脉动。这种背压会产生可观的转矩脉动,它的速度等于风电机组风轮速度乘以风轮叶片数。
- 它可以改善电能质量,转矩脉动可以因风电机组系统的弹性而降低。这可以消除功率变化,即降低闪变。
- 它可以提高系统效率,风电机组转速可以随风速调节到最大出力,可以在较大功率范围内实现最大功率点运行。
- 它可以降低噪声,因为可以在低功率条件下低速运行。

目前,最常见的变速风电机组配置是:

- DFIG（双馈感应发电机）风电机组。
- 基于同步发电机的大范围变速风电机组。

3.6.1 双馈感应发电机风电机组

DFIG 风电机组的典型配置如图 3-18 所示。它使用绕线转子感应发电机，配有将电流引入或引出转子绕组的集电环。以转差频率将受控电压注入转子以实现变速运行（Holdsworth 等，2003）。转子绕组通过大功率变频器供电。该变频器由两个基于绝缘栅双极型晶体管（IGBT，Insulated Gate Bipolar Transistor）的 AC/DC 电压源变换器（VSC，Voltage Source Converter）加上连接它们的 DC 环节组成。该大功率变频器将电网频率与风轮的机械频率解耦，使风电机组可以变速运行。发电机和变换器由限压器和过电流短路棒保护。本书附录中给出了对 VSC 和相关的电力电子器件的说明。

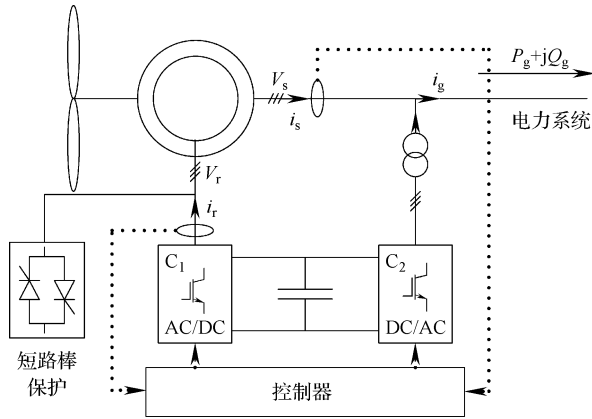


图 3-18 DFIG 风电机组的典型配置

DFIG 系统可以通过转子和定子向电网输送功率，而转子也可以吸收功率，这取决于发电机转速。如果发电机运行于超同步模式，功率会从转子通过变频器送给电网；如果发电机运行于次同步模式，则转子会通过变频器从电网吸收功率。

图 3-19 给出了这两种运行模式，其中 ω_s 是同步速，而 ω_r 是转子速度。

稳态运行时，DFIG 的机械功率、转子电功率和定子电功率之间的关系如图 3-20 所示。图中， P_m 是输送给发电机的机械功率， P_r 是转子输送的功率， $P_{air\ gap}$ 是发电机气隙的功率， P_s 是定子输送的功率， P_g 是风电机组发出并输送给电网的总功率。

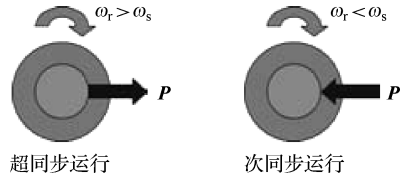


图 3-19 DFIG 风电机组的超同步及次同步运行

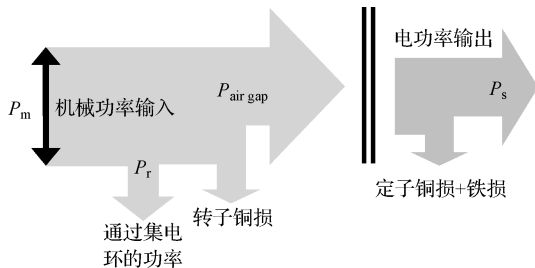


图 3-20 DFIG 的功率关系

由图 3-20 可以看出, 如果忽略定子损耗, 则

$$P_{air\ gap} = P_s \quad (3-17)$$

而如果忽略转子损耗, 则

$$P_{air\ gap} = P_m - P_r \quad (3-18)$$

由式 (3-17) 和式 (3-18) 可得, 定子功率 P_s 可表示为

$$P_s = P_m - P_r \quad (3-19)$$

式 (3-19) 也可以用发电机转矩 T 表示, 写成

$$T\omega_s = T\omega_r - P_r \quad (3-20)$$

式中, $P_s = T\omega_s$, $P_m = T\omega_r$ 。整理式 (3-20) 各项, 得

$$P_r = -T(\omega_s - \omega_r) \quad (3-21)$$

定子功率和转子功率可以用 s 关联如下:

$$P_r = -sT\omega_s = -sP_s \quad (3-22)$$

式中, s 可以用 ω_s 和 ω_r 表示为

$$s = \frac{(\omega_s - \omega_r)}{\omega_s} \quad (3-23)$$

将式 (3-19) 和式 (3-22) 合并, 则机械功率 P_m 可表示为

$$\begin{aligned} P_m &= P_s + P_r \\ &= P_s - sP_s \\ &= (1 - s)P_s \end{aligned} \quad (3-24)$$

于是, 输送给电网的总功率 P_g 为

$$P_g = P_s + P_r \quad (3-25)$$

s 的可控范围决定 DFIG 变频器的容量。机械及其他方面的限制决定了最大转差量, 实际速度范围通常为 $0.7 \sim 1.1pu$ 。

3.6.1.1 DFIG 风电机组的控制

DFIG 风电机组的控制通过变换器 C_1 和 C_2 (见图 3-18) 实现。很多制造商使用的控制方案都用变换器 C_1 进行转矩/速度控制, 它与机端电压或功率因数 (PF)

一起构成对整个系统的控制。变换器 C_2 用来维持直流联络环节的电压并在功率因数为 1 时为转子提供与交流系统的来往潮流通道。尽管无功功率注入也可以从定子侧变换器 C_2 获得，但对于 DFIG 电压控制来说，人们更愿意使用转子侧变换器 C_1 而不是变换器 C_2 。这主要是因为无功功率通过转子回路注入可以有效放大 $1/s$ 倍。

为便于分析、仿真和控制，人们最喜欢的表示 DFIG 的方法是用垂直正交轴 (d-q) 构成、以同步速 ($\omega_s = 2\pi f_s$) 旋转的参照系。调节转子电压的 d-q 轴分量可以独立控制发电机的两个变量。很多方法都能实现这种控制。通常使用的是一种被称为电流模式控制的控制方法。在这种方法中，转子电流的 d 轴分量被用来控制机端电压（无功功率），而 q 轴分量被用来控制发电机转矩（有功功率）。

3.6.1.2 转矩控制

转矩控制器的作用是在大范围风速上优化风能捕捉效率，使风电机组发出的功率等于最优值。典型的风电机组转矩—风速最佳特性曲线与每个风速的 C_p 点相交的情况如图 3-21a 所示。曲线 T_{opt} 是该装置的最佳转矩（即最大捕捉能量），控制的目的是保证风速变化时风电机组运行于该曲线上。曲线 T_{opt} 定义为

$$T_{opt} = K_{opt} \omega_r^2 \quad (3-26)$$

式中， K_{opt} 是从风电机组设计得到的常数。

用于控制的发电机转矩—转速完整特性如图 3-21b 所示。式 (3-26) 表示的最佳转矩—速度曲线对应于图中的 B-C 段。在这一运行范围内，即在中低风速下，风电机组可以获得最大能量。限于变频器的容量，不可能从切入风速起直到额定风速一直都获得最大功率。因此，对于极低风速，风电机组几乎运行于不变转速（A-B 段）。转速也受到气动噪声等因素的制约，在 C 点，控制器允许在转速基本不变的情况下使转矩加大到额定值（C-D 段）。如果风速进一步加大，则控制目标是 D-E 段。在这一段，桨距控制将限制气动输入功率，直至达到关机风速限值。

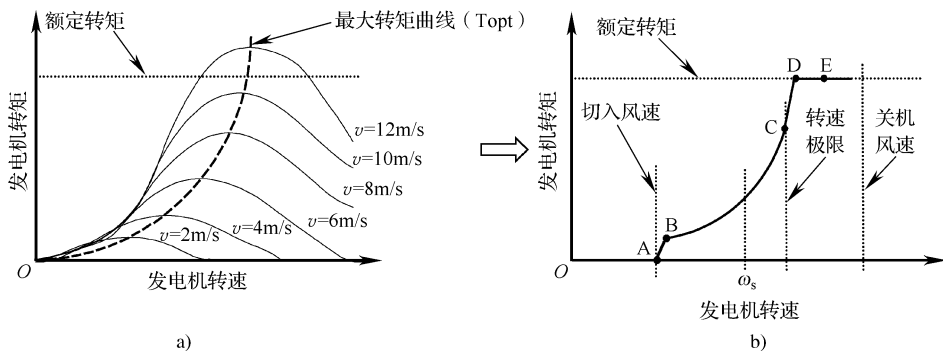


图 3-21 风电机组最大捕捉功率特性

DFIG 转矩控制的实施流程如图 3-22a 所示。对于一个转速测量值，可使用转

矩—转速特性（见图 3-21b）来获得最佳转矩 P_{opt} 。经过某些处理后，它可以生成一个基准电流 i_{qrref} 。将基准电流 i_{qrref} 与转子 q 轴电流 i_{qr} 实际值相比较，可得到一个误差信号。尽管 i_{qr} 对转矩控制会产生一定影响，但变换器 C_1 （见图 3-18）是可控电压源。然后，用 PI 标准控制器对误差信号进行处理，并在输出加上补偿项，以降低转矩控制环与电压控制环之间的互耦合，即可得到所需的转子电压 v_{qr} 。

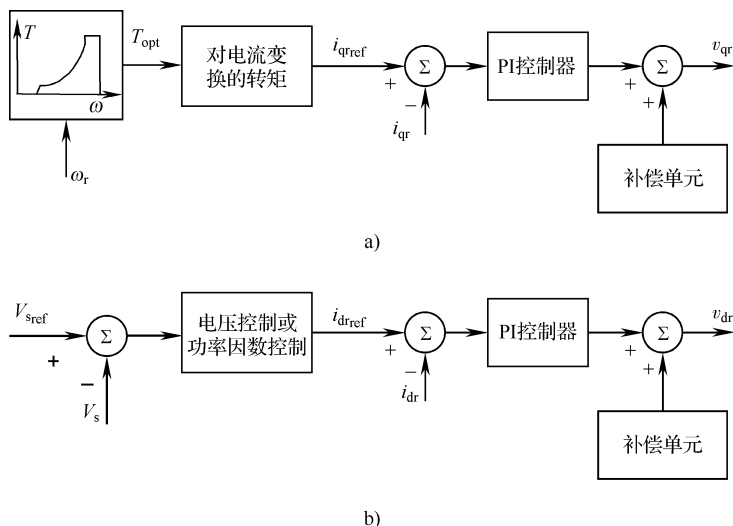


图 3-22 DFIG 风电机组的电流模式控制流程图

a) 转矩控制环 b) 电压控制环

3.6.1.3 电压控制

DFIG 电压控制的主要实施流程如图 3-22b 所示。在这一方法中，基准机端电压 V_{sref} 与实际机端电压 V_{s} 之间的幅值差经过处理后生成转子 d 轴电流的基准值 i_{drref} 。基准电流 i_{drref} 与转子 d 轴电流的实际值 i_{dr} 相比较生成一个误差信号。然后，该信号用 PI 标准控制器进行处理。最后，在 PI 标准控制器的输出加上补偿项，以消除转矩控制环与电压控制环之间的互耦合，即可得到所需的转子电压 v_{dr} 。

3.6.2 大范围变速同步发电机风电机组

基于同步发电机的大范围变速风电机组如图 3-23 所示。气动风轮轴和发电机机轴可能直接相连（即没有齿轮箱），这种情况下，发电机是适用于低风速的多极同步发电机；这两个轴也可能通过齿轮箱连接，这种情况下，发电机的极数可能较少。发电机可以是电励磁的同步发电机，也可以是永磁机（Heire, 1998）。为能实现变速运行，同步发电机要通过变频系统与电网连接，这样就可以使发电机转速与电网频率完全解耦。因此，在风速变化时，发电机的电气频率是可以改变的，而电网频率则保持不变。这种风电机组系统的变频系统容量相当于发电机的额定功率加

损耗。

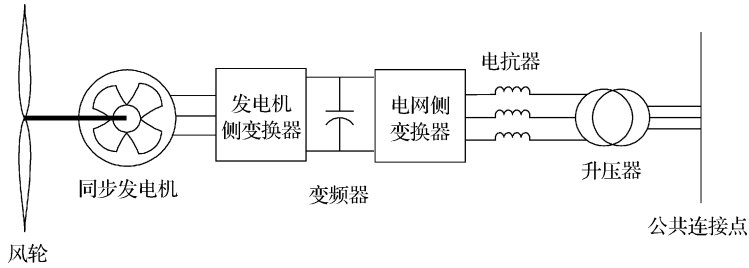


图 3-23 基于同步发电机的大范围变速风电机组

变频系统由电网侧变换器、发电机侧变换器加背靠背连接它们的直流环节组成。电网侧变换器是脉宽调制的 VSC（PWM-VSC），而发电机侧变换器可以是基于二极管的整流器或 PWM-VSC。

3.6.2.1 含基于二极管整流器的风电机组的配置

图 3-24 是以基于二极管的整流器为发电机侧变换器的风电机组示意图。二极管整流器将发电机输出变换为直流功率，而 PWM-VSC 再将整流器输出的可用直流功率转换为交流功率。

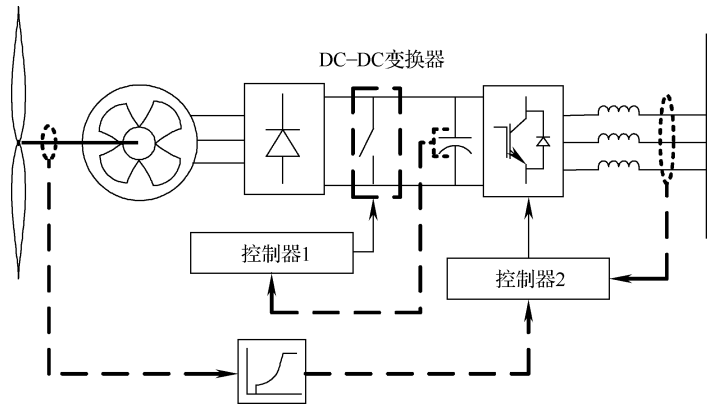


图 3-24 大范围同步发电机的风电机组，以基于二极管的整流器为发电机侧变换器

用这种配置（并假定发电机是永磁的）控制风电机组运行的一种方法如图 3-24 所示。用一个 DC-DC 变换器控制直流环节的电压（控制器 1），而电网侧变换器控制发电机运行和去电网的潮流（控制器 2）。只要控制得当，发电机和风电机组的速度都可以随风速变化调节到可获得最大能量。

3.6.2.2 含 PWM-VSC 的风电机组的配置

在这种配置中，发电机侧和电网侧的变换器都是 PWM-VSC，如图 3-25 所示。发电机可直接由发电机侧变换器（控制器 1）控制，而电网侧变换器（控制器 2）

通过向电网输出有功功率把直流环节电压维持在期望值。控制器 2 也控制与电网的无功功率交换。

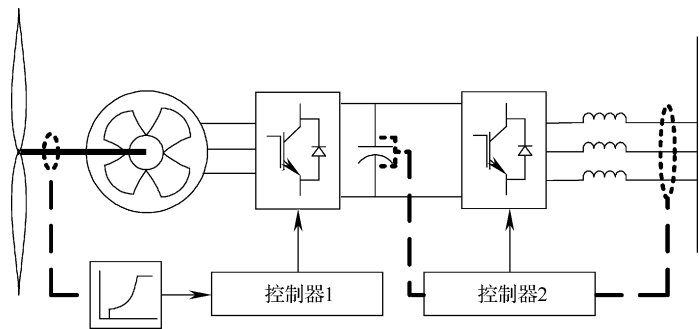


图 3-25 大范围同步发电机的风电机组，以 PWM-VSC 为发电机侧变换器

3.6.2.3 风电机组的控制

变频系统的控制实施方法有很多种。发电机侧变换器可以用负载角控制技术来控制（Akhmatov 等，2003），也可以用更精确但也更复杂的技术来控制，如矢量控制（Morimoto 等，1994；Tan 和 Islam，2004）。电网侧变换器通常用负载角控制技术来控制。本节将说明负载角控制的实施方法（假定发电机是永磁式的）。

3.6.2.4 负载角控制

负载角控制技术可以用如图 3-26a 所示的以感抗互联的两个电源之间的有功功率和无功功率的传输来分析。从送端向受端输送的实际有功功率 P_s 和无功功率 Q_s 可以用式（3-17）计算如下：

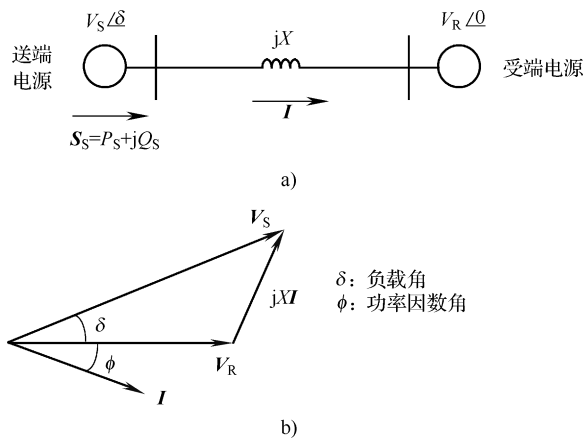


图 3-26 两个电源之间的功率传输（Kundur，1994）

a) 等效电路 b) 相量图

$$\begin{aligned}
S_s &= V_s I_s^* = V_s \left(\frac{V_s - V_R}{jX} \right)^* \\
&= V_s \frac{(V_s^* - V_R^*)}{-jX} = j \frac{V_s^2}{X} - j \frac{V_s V_R^*}{X}
\end{aligned}$$

注意, 由图 3-26b 可知, $V_s = V_s e^{j\delta}$, $V_R^* = V_R$, 所以

$$S_s = P_s + jQ_s = j \frac{V_s^2}{X} - j \left(\frac{V_s V_R \cos \delta + j V_s V_R \sin \delta}{X} \right)$$

因此,

$$P_s = \frac{V_s V_R}{X} \sin \delta \quad (3-27)$$

$$Q_s = \frac{V_s^2}{X} - \frac{V_s V_R}{X} \cos \delta \quad (3-28)$$

式中, V_s 是送端电源的电压幅值; V_R 是受端电源的电压幅值; δ 是两个电源之间的相位角; X 是两者之间的感抗。

有功潮流和无功潮流与电源电压之间的关系可以用电压幅值差和角度差的影响来确定。

- 如果 $\delta = 0$, 则有功潮流为零 (见式 (3-27)), 无功潮流由 V_s 和 V_R 的幅值确定 (见式 (3-28))。
- 如果 $V_s = V_R$, 但 $\delta \neq 0$, 则有功潮流由 δ 角确定 (见式 (3-27)), 而无功潮流很小 (见式 (3-28))。

此外, 如假定负载角 δ 很小, 则 $\sin \delta \approx \delta$, 而 $\cos \delta \approx 1$, 于是式 (3-27) 和式 (3-28)^①可简化为

$$P_s = \frac{V_s V_R}{X} \delta \quad (3-29)$$

$$Q_s = \frac{V_s^2}{X} - \frac{V_s V_R}{X} \quad (3-30)$$

由式 (3-29) 和式 (3-30) 可以看出, 有功功率输送值取决于送端电压领先于受端电源的相位角 δ 。无功功率输送值主要取决于电压幅值, 它从电压高的一侧向电压低的一侧输送。

式 (3-29) 和式 (3-30) 代表了负载角控制技术使用的稳态潮流基础方程。

3.6.2.5 发电机侧变换器的控制

发电机的运行和从发电机输送给直流环节的功率通过调节发电机侧变换器交流端子上的电压幅值和角度来控制。这一点可以使用负载角控制技术来实现。在这一

① 原文误为“式 (3-28) 和式 (3-29)”。——译者注

技术中,发电机的内电压是送端电源 ($V_s \angle 0$),而发电机侧变换器是受端电源 ($V_R \angle \delta$)。两个电源之间的感抗是发电机的同步电抗 X_{gen} ,如图 3-27 所示。

发电机侧变换器端子上所需的电压 V_R 和角度 δ 可以用式 (3-29) 和式 (3-30) 计算如下:

$$\delta = \frac{P_{S_{gen}}^{ref} X_{gen}}{V_s V_R} \quad (3-31)$$

$$V_R = V_s - \frac{Q_{S_{gen}}^{ref} X_{gen}}{V_s} \quad (3-32)$$

式中, $P_{S_{gen}}^{ref}$ 是需要从发电机向直流环节输送的有功功率的基准值; $Q_{S_{gen}}^{ref}$ 是无功功率的基准值。

基准值 $P_{S_{gen}}^{ref}$ 可以从给定发电机转速 ω_r 下风电机组最大获取功率的特性曲线得到。当发电机为永磁式的时候,它不需要通过定子的励磁电流,因此无功功率的基准值可设为零, $Q_{S_{gen}}^{ref} = 0$ (即 V_s 和 V_R 幅值相等)。这种负载角控制方法的流程如图 3-27 所示。

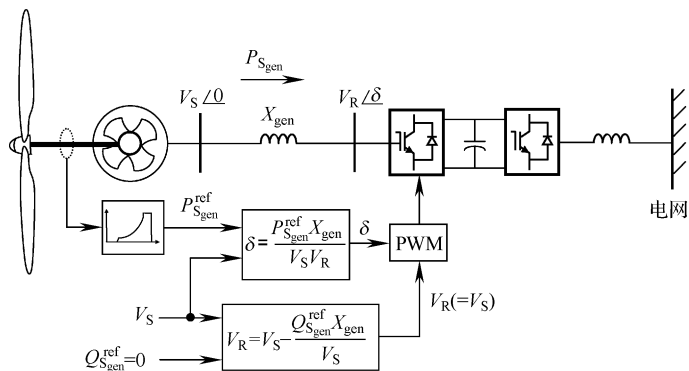


图 3-27 发电机侧变换器的负载角控制

负载角控制的主要优点是它很简单。然而,因为它没有考虑发电机的动态特性,所以它在发电机暂态运行期间对发电机的控制可能不很有效。因此一种控制发电机的替代方法是使用矢量控制技术 (Morimoto 等, 1994; Tan 和 Islam, 2004)。

3.6.2.6 矢量控制

矢量控制技术基于表示为 d-q 参照系的同步发电机动态模型。发电机转矩定义为定子磁链矢量 ψ_s 和定子电流矢量 I_s 的矢量积,即

$$T = k \cdot (\psi_s \times I_s) \quad (3-33)$$

式中, k 是与发电机参数有关的常数。

定子磁链矢量 ψ_s 等于

$$\boldsymbol{\psi}_s = L_s \boldsymbol{I}_s + \boldsymbol{\psi}_{fd} \quad (3-34)$$

式中, L_s 是定子自感; $\boldsymbol{\psi}_{fd}$ 是励磁磁通量。

因此式 (3-33) 可改写为

$$T = k \cdot (L_s \boldsymbol{I}_s + \boldsymbol{\psi}_{fd}) \times \boldsymbol{I}_s = k \cdot (\boldsymbol{\psi}_{fd} \times \boldsymbol{I}_s) \quad (3-35)$$

假定同步发电机是永磁式的 (即励磁磁通量 $\boldsymbol{\psi}_{fd}$ 恒定), 则发电机转矩可以通过调节定子电流矢量 $\boldsymbol{I}_s$ 来控制 (见式 (3-35))。对同步发电机仿真时, 通常选择的参照系要使 d 轴与转子励磁轴对齐。因此, 由于定子电流的 d 轴分量与励磁磁通矢量 $\boldsymbol{\psi}_{fd}$ 对齐, 所以这两个量的矢量积为零, 转矩仅需用定子电流的 q 轴分量 i_{qs} 来控制, 它的数值为

$$T = k \cdot \boldsymbol{\psi}_{fd} i_{qs} \quad (3-36)$$

定子电流 q 轴分量的基准值 $i_{qs\text{ref}}$ 可以用式 (3-36) 计算并与实际值 i_{qs} 相比较。这两个信号之间的误差用 PI 控制器处理。PI 控制器的输出是控制发电机侧变换器所需的 q 轴电压 v_{qs} 。比较定子 d 轴电流基准值 $i_{ds\text{ref}}$ 与 d 轴电流实际值 i_{ds} , 并将这两个信号之间的误差用 PI 控制器处理, 即可得到所需的 d 轴电压 v_{ds} 。对于永磁式同步发电机, 基准值 $i_{ds\text{ref}}$ 可假定为零。

3.6.2.7 电网侧变换器的控制

电网侧变换器控制器的作用是通过将有功功率输送给电网, 使直流环节电压保持在基准值。此外, 该控制器还要使变换器与电网之间交换的无功功率符合使用规范的要求。

得到广泛使用的变换器控制法是负载角控制技术。它的电网侧变换器是送端电源 ($V_s \angle \delta$), 电网是受端电源 ($V_R \angle 0$)。因为电网电压为已知, 所以被选作基准值, 因此相位角 δ 是正值。连接两个电源的电感的电抗是 X_{grid} 。

为进行仿真, 需要输送给电网的有功功率的基准值 $P_{S_{\text{grid}}}^{\text{ref}}$ 可借助图 3-28 考查直流环节的动态特性来确定。该图给出了直流环节的功率平衡:

$$P_C = P_{S_{\text{gen}}} - P_{S_{\text{grid}}} \quad (3-37)$$

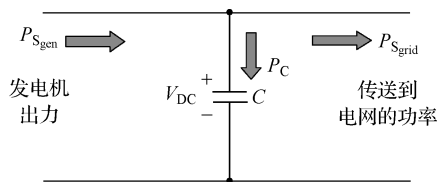


图 3-28 直流环节的潮流

式中, P_C 是通过直流环节电容器 C 的功率; $P_{S_{\text{gen}}}$ 是发电机输送给直流环节的有功出力; $P_{S_{\text{grid}}}$ 是从直流环节输送给电网的有功功率。

通过电容器的潮流为

$$P_c = V_{DC} I_{DC} = V_{DC} C \frac{dV_{DC}}{dt} \quad (3-38)$$

由式 (3-38) 可得, 直流环节的电压 V_{DC} 为

$$\begin{aligned} P_c &= V_{DC} C \frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{C}{2} \cdot 2 \cdot \frac{dV_{DC}}{dt} \\ &= \frac{C}{2} \frac{dV_{DC}^2}{dt} \end{aligned} \quad (3-39)$$

整理式 (3-39) 并对该式两边进行积分得

$$V_{DC}^2 = \frac{C}{2} \int P_c dt \quad (3-40)$$

可得

$$V_{DC} = \sqrt{\frac{C}{2} \int P_c dt} \quad (3-41)$$

把式 (3-37) 的 P_c 带入式 (3-41) 中, 直流环节的电压 V_{DC} 可以用发电机出力 $P_{S_{gen}}$ 和输送给电网的功率 $P_{S_{grid}}$ 表示为

$$V_{DC} = \sqrt{\frac{C}{2} \int (P_{S_{gen}} - P_{S_{grid}}) dt} \quad (3-42)$$

式 (3-42) 可用来计算 V_{DC} 的实际值。将直流环节的实际电压 V_{DC} 与它的期望电压 $V_{DC_{ref}}$ 进行比较, 可求得需要输送给电网的有功功率的基准值 $P_{S_{grid}}^{ref}$ 。这两个信号之间的误差要经过 PI 控制器的处理, 该控制器的输出是有功功率基准值 $P_{S_{grid}}^{ref}$, 如图 3-29 所示。需要指出, 在实际实施中, 直流环节电压的实际值 V_{DC} 是用变换器测量得到的。

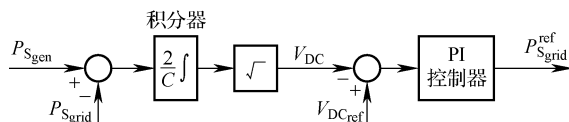


图 3-29 有功功率基准值 $P_{S_{grid}}^{ref}$ 的计算 (适用于仿真)

为进行负载角控制, 在功率因数为 1 时, 无功功率基准值 $Q_{S_{grid}}^{ref}$ 可设定为零。因此, 电网侧变换器端子上的幅值 V_s 和角度 δ 可以用式 (3-29) 和式 (3-30) 计算为

$$\delta = \frac{P_{S_{grid}}^{ref} X_{grid}}{V_s V_R} \quad (3-43)$$

$$V_s = V_R + \frac{Q_{S_{grid}}^{ref} X_{grid}}{V_s}, \quad Q_{S_{grid}}^{ref} = 0 \quad (3-44)$$

图 3-30 给出了功率因数为 1 时电网侧变换器负载角控制的实施流程。如果与电网的无功功率交换不为零，则必须注意式 (3-44) 是先验性的。

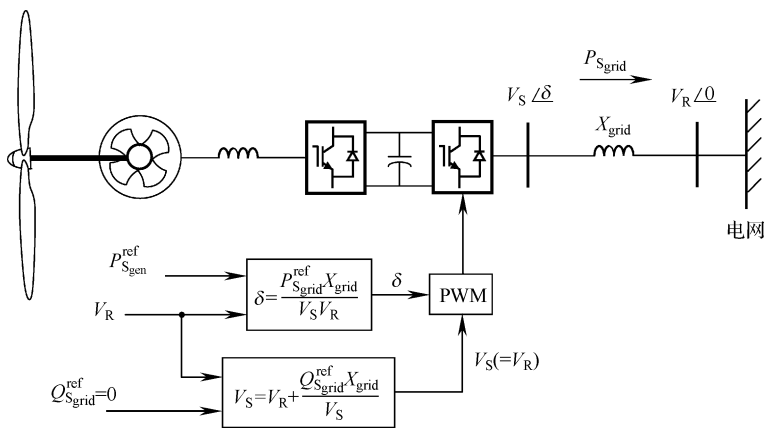


图 3-30 电网侧变换器的负载角控制

第4章 风电并网

4.1 引言

本章将论述风力发电对与它连接的输电网和配电网的影响，包括电压与潮流控制、供电质量和风电场及其设备的保护。本章还将回顾在风力发电不断增长的情况下的电网发展原则。这里采取的观点是电网运营商赞同风电的发展。可以看出，假如风电运营商准备接受偶尔发生的电量限制，风电容量可能超越严格的技术界限。实现这种理想平衡需要双方开明的协商。

电网和风电场规划人员需要考虑8个基本问题。这些与风电场联网有关的方面及它们的对应章节为：

1. 风电场启动 (4.2 节)
2. 电网电压管理 (4.3 节)
3. 热效应/有功功率管理 (4.4 节)
4. 电网电能质量管理 (4.5 节)
5. 系统暂态性能 (4.6 节)
6. 故障水平问题 (4.7 节)
7. 信息 (4.8 节)
8. 保护 (4.9 节)

4.2 风电场启动

定速风电机组发电机 (WTG, Wind Turbine Generator) 的转速对电气同步速的偏离不得超过 $1\% \sim 2\%$ 。从静止开始加速通常要使用风的动能来推动风力涡轮和与它在电气上绝缘的发电机，使它们接近同步速。在到达这一点时，将与电网连接的断路器闭合。通常要使用反并联晶闸管软启动配置 (anti-parallel thyristor soft start arrangement) 来降低发电机断路器闭合时产生的对电网的励磁冲击 (见图 3-16)。当发电机完全励磁后，反并联晶闸管单元被旁路。如果不加控制，励磁期间会从电网大量吸入无功功率，从而产生不可接受的电压下降和电压跌落变化。电压下降和跌落变化的程度是感应电机容量和连接点电网强度的函数。因为风电机组通常都位于远离居民密集的地点，所以电网在连接点处很脆弱，即与电源的电气

距离较远，故障水平较低。

风电场启动时，功率因数校正电容器通常并不投入，这使得情况更加恶化。精确控制启动电流可以使它降低到 1.6 ~ 1.0 倍满负载电流，但它的功率因数非常低。

对于改造工程，可以安装动态无功补偿设备，但代价高昂。可以使用静止无功补偿（SVC）、静态同步补偿器（STATCOM）和动态无功补偿（DVAR）等。附录中有对它们的说明。这些设备也可以改进新装风电机组的故障穿越性能（见 4.6 节）。也可以组合使用静态和动态电压支持。

双馈感应发电机（DFIG）风电机组也用风力加速，由于它有控制无功功率和有功功率的能力，所以它启动时的电压下降并不显著（见 3.6 节）。

全变速风电机组通常是通过全容量变换器连接的同步发电机（见 3.6 节），可以用风力加速。电网影响完全取决于变换器性能。该变换器是应对转子侧故障水平缺失的电压源设备（见附录）。变换器仅从电网系统吸取有功功率，并在励磁涌流期间使发电机保持所需的功率因数。

风电场装有多台风电机组，受风电场管理系统的总体控制。该系统的作用是控制风电场，保证任何时候最多只能有一台风电机组启动，或在启动时电压不得降到阈值以下。这可以大大降低对电网的冲击。

一个尚未解决的问题与风电场馈电线路通电有关。每台风电机组通常都配有一台电网侧变压器（见图 3-16）。给风电场通电意味着同时给大量变压器励磁。这与给也有大量配电负荷转换点的配电馈线通电相似。在标准中，对这种情况通常会规定偶然操作的电压限值。它可能是正常运行最大允许值的两倍。可以把这种电压扰动视为指导原则。

注意，风电场经常是配电馈线的唯一用户。因为在电路通电时，风电场的所有断路器都是断开的，连接的唯一设备是风电场变压器、辅助设备和本地电源。电压降低应不导致这些设备的误动作。

4.3 电网电压管理

电网电压管理是评估风电场最佳连接配置的关键设计因素。显然，风电场运行可以从空载到满负荷，并且可以位于电网的任意一点。连接点的电压等级很可能取决于风电场的最大出力。在评估输出功率时，应适当注意阵风导致的风电场短时过负荷能力。它通常是标称额定容量的 125%。

另一个变数是风电场是通过专线联网还是嵌入负荷供电回路。如果它是嵌入负荷供电回路的，则它的位置可能靠近电源也可能靠近电网远端。它供电的负荷可能是集中负荷或分布负荷。电路的电源可能空载调压分接开关，可能是手动的或自动的。电路的实时信息可能有也可能没有。电网的这一部分可能有也可能没有其他嵌

入式发电设备,可能有也可能没有电压支撑。这些变量的各种组合以它的高度不可预见性和变化性对风力发电并网提出了挑战,意味着电网电压控制只有完全自动化才可能成功。

4.3.1 电压等级问题

风电场与电网之间阻抗路径上的主要电网元件是变压器、地下电缆和架空线。

除电压变化这一显性影响,变压器对电压分布的主要影响在于漏抗的作用(见2.2.5节)。这种情况下的绕组电阻很小,作用可以不计。风电场内的电缆走线对系统电压分布的影响是次要的,这里将忽略。但应该指出,如果风电场设备内的电缆很长,则风电场业主要注意电压和谐振问题。

影响电网电压分布的主要因素是风电场附近配电系统和输电系统架空线的参数。从2.5节可以看出,输电线路感抗是其电阻的很多倍—— X/R 比值远大于1。另一方面,配电线路 X/R 比值则接近1。输电线与配电线的典型参数值见表2-1。

有功功率通过阻性元件时,它的电流与电压同相位,因此与电网产生的电压降同相位。电路送端和受端之间的电压没有相位移。有功功率通过纯电抗元件时,不会产生同相位电压降,但两节点之间的电压会产生相位移。对无功功率则情况完全相反。这些关系都表示在式(2-24)中。

以上论述的结论是:输送有功功率对低压系统的电压分布有重大影响,而输送无功功率则是影响高压系统的主导因素。除热负载考虑之外,这也是大型风电场要连接到高压电网的重要原因之一。任何情况下,输送无功功率都是变压器电压降的主导因素(有时称为电压调节)。

4.3.1.1 大型风电场

考虑一个400MW的风电场与275kV电网直连。从风电场看去的电网阻抗主要是电抗。这就可以在交换大量有功功率时产生较小电压降,损耗也很低。电网与风电场之间的任何无功功率交换都会对电压产生影响。输电元件会发出和消耗无功功率。因此在轻载条件下,电网侧无功会过剩,而重载条件下会无功不足。发电设备会吸收过剩无功,在不同时间或地点可能导致无功功率不足,而另一些时间或地点的电网电压则会超出可接受范围。系统规划人员试图让大型风电场和其他嵌入式发电设备也对电网电压调节发挥作用。

发电机具有在满负荷条件下发出超前或滞后无功的能力,功率因数范围通常是从0.85滞后到0.90超前。目标电压可以高达1.08pu,低到0.94pu,以实现不同负荷点测得的电网电压均衡。对于传统发电设备,通过发电机变压器分接头调节来增强发电机励磁电流变化,以“强制”无功功率向某个方向流动。另一种方法是使发电机机端电压保持在限值之内,通过调节变压器分接头使机组发出或吸收大量无功功率。

对于风电场来说,可以使用电抗器、电容器或电力电子设备等可投切设备发出

/吸收无功功率；如果使用 DFIG，也可以通过控制变换器触发来实现。对于机械投切设备，它们不能应对由于电网拓扑变化而导致的无功功率快速变化要求。大型风电场也可能要求变压器有较大的分接头调节范围。

对于接入高压电网的发电厂，并网导则详细规定了其应具有电压控制范围及设备。具体做法是把这些要求用于每台常规机组。然而，对于风电场，把发电节点视为具有电网电压控制能力可能更为有效。当风电场容量很大时，人们更期望能对风电场进行分段控制，使得一个控制元件失效不会影响风电场的总体能力。

编制并网导则是为电力系统解除监管及开放通道所作安排的一部分，它在很大程度上依赖于以前的标准。某些导则已经进行了重大修改，而另一些导则则力图将较新的发电方式纳入基于已有技术的规则中。在这种意义上，需要评估对发电机功率因数范围的要求是否适当。由于时间久远，这一要求范围的起源已经弄不清楚，但人们普遍相信，无功能力要求的根据是蒸汽驱动、自然冷却或氢冷的发电机以合理代价可以实现的目标。重新考虑这一问题时需要确定，在一个特定电力系统中，需要多少静态（慢速反应）和动态（快速响应）无功。

分析问题的步骤是：

- 通过潮流计算，确定正常接线下负荷最大时系统的无功功率需求。
- 确定最差工况下的保证发电容量和回路开断时，增加的无功需求。
- 通过潮流计算，确定正常接线下负荷最小时系统的无功功率需求。
- 通过潮流计算，确定可预见最大维护情况下，负荷最小时系统的无功功率需求。
- 通过潮流计算，确定可预见最大维护情况下及最差工况下的保证发电容量和回路停运时，负荷最小系统的无功功率需求。

考查这些工况应能说明全年的静态及动态无功补偿需求。对多个中间负荷，重复以上步骤即可得到更细化的结果。确定动态补偿需求时需要考虑不可预见情况。所有研究中，用于动态需求评估的极限值是正常运行和担保停运加相关的允许阶跃变化情况下的电网最高及最低电压。小系统研究的通常结论是静态需求和动态需求大致相等，但网络拓扑和负载对容量的比值对研究结果会有一定影响。

用风电场取代传统发电设备会使需求发生一定变化，因为某些风力发电机在电压降低的情况下需要无功功率，因此会加大动态负担。因此，对于不同渗透水平和不同发电方式应作为截然不同的发展情景来处理。这些研究结果可以列成一个表，显示例如 15 年预测的不同渗透水平和不同类型风力发电机所需要的无功数量。对最差工况研究，必须假定传统电厂被切除以容纳风电场。因此它们不会对无功需求做出贡献。这样可以得到在给定的风电渗透水平下，不同类型风力发电机配置对静态和动态无功的设计需求，保证系统安全，防止电压失稳。

如何满足无功需求加大是另一个问题，优化研究要考虑风电场变换器容量加大的成本，集中无功补偿与分布无功补偿的关系，机械投切技术，甚至同步旋转补偿

器[⊖](它也会加大系统惯性和故障支撑水平)。

并网导则的另一个问题是范围如何规定。传统发电设备的可用率约为 98%，因此人们预期它在发生系统停运需要最大无功贡献时能满出力发出有功。而风电机组则可能有 20% 的时间不能运转。

据报道 (Gardner 等, 2003)，某些风电场 50% 时间的出力低于它容量的 5%。因此，系统设计和运行时必须考虑到风电场部分或完全不发电的情况。由于风电的变化性，即使在风况最好时，也要为风电变化留出余地。让风电场在发出额定有功功率的同时也发出额定无功功率并不重要。它是一个按优先级控制的问题：(1) 电压下降时提供无功；(2) 在电压升高有功出力超出时吸收无功。

有报道说，建设满出力时功率因数范围为 0.95 滞后到 0.95 超前的风电场增加的成本很小，因为这已经成为多数制造商的标准。无论使用哪种风电机组，它的发电机轨迹都是圆图 (见图 3-17)，虽然其极限是弦，因此制造商都把风电机组制成超容量的，以提供无功功率。把功率因数范围再扩展到上述界限以外，就必须生产容量更大的风电机组和变换器，或留出有功输出的裕量。据估计，Vestas 风电机组在额定有功输出、与功率因数 0.9 对应的无功能力情况下，它的 WTG 发生的成本与功率因数为 1 时的比值见表 4-1。

表 4-1 WTG 功率因数能力为 0.9 时的成本

方 法	增加成本 (%)
中压侧 SVC	100
改变变换器容量	41 ~ 53
在低压侧加装无源元件	47

表 4-2 是一些国家 2003 年 10 月时的并网导则要求。

表 4-2 2003 年 10 月时，某些国家的并网导则的无功要求

国 家	吸 收 无 功		发 出 无 功	
	额定功率时的功率因数	低 限	额定功率时的功率因数	低 限
澳大利亚	1.0	成正比	0.95	成正比
丹麦	1.0	成正比	1.0	成正比
德国	0.95	成正比	0.925	成正比
爱尔兰	0.93	功率因数 0.7 波动 0.4	0.85	功率因数 0.35 波动 0.4
苏格兰	0.85	成正比	0.95	成正比

⊖ 即调相机——译者注

4.3.1.2 风电场与次输电系统连接

考虑一个大型风电场与 132kV 或 33kV 节点连接的情况。如果其他用户在风电场附近也与电网有电气连接，则电网电压的控制要求就会更加严格。

如果是直接与 132kV 电网连接，则情况与上述的与 275kV 连接非常相似，只是连接点电压范围限制很可能更严。实际上，它的工作范围很可能是 0.95 ~ 1.05pu。

如果连接到 33kV 系统，则担心电压会剧烈波动。英国用标准 P28（电气协会，1989）明示了允许的电压控制。其他国家也使用了类似方法。P28 规定的电压变化与频率之间的关系可归纳如下：

电压变化（%）	每次变化的时间间隔/s
0.4	1
0.8	10
1.6	100
3.0	1000

标准规定针对不同的电压变化模式（如阶跃变化、线性变化及电动机起动）。除最快的负荷循环系统外，对多数设备来说，3% 的电压阶跃变化被认为是可接受的。如前所述，对于极少发生的事件，产生 6% 的阶跃变化也是可以接受的。

如果风电场在阵风条件下可以从高出力变到低出力，则显然需要试验 33kV 连接母线上的电压变化是否会超过 3%（总可以控制的是功率增长速度，但不是下降速度，尽管如果恶劣天气预测足够准确，并采取规避措施，对完全由阵风引起的停机来说，6% 的阶跃变化也是允许的）。为研究这一问题，对 33kV 母线可取它的最小及最大负荷，并考查最小风速和最大风速引起的电压变化。

4.3.1.3 风电场的稳态运行：举例

下面将考察通过 33kV 线路接入大型 50Hz 电网、由 20 台 660kW 风电机组组成的风电场，如图 4-1 所示。该大型系统含一个输电网。该 33kV 线路通过变电站的一台变压器与之相连。对于这个例子，假定线路连到一个 33kV 节点，它的后面是一个内阻为零、频率固定的源或汇。这一系统模型被称为“无穷大母线”。

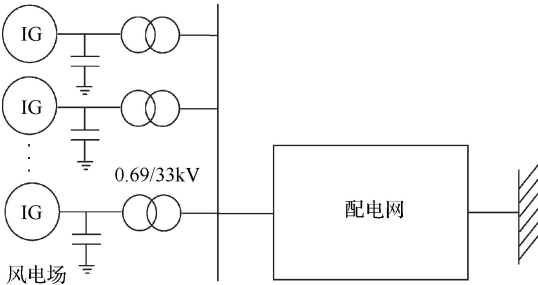


图 4-1 通过配电线路接入大电网的风电场

人们关注的主要问题是风电场端电压性能和传输效率，还要考虑如何在每台风电机组端子上使用功率因数校正设备。

这些风电机组的相关数据如下。所有等效电路参数都折合到定子侧，是每相值。

额定容量	747kVA
额定功率	660kW
额定（线）电压	690V
定子电阻	0.0048Ω
定子电抗	0.0680Ω
转子电阻	0.0127Ω
转子电抗	0.0897Ω
励磁电抗	2.81Ω

假定风电机组通过一台 16MVA、690V/33kV 的变压器与 33kV 线路相连。变压器漏抗为 0.058pu，损耗忽略不计。该 33kV 线路长 20km，参数见表 2-1。

对应于 660kW（即 220kW/相）发电机的转差率 s ，对于感应发电机模型（见 3.5.1 节）来说是 -0.018465（转速为 1.018465pu）。它可以用图 3-13 的等效电路来校核：

$$R_s + \frac{R_r'}{s} = -0.683\Omega$$

$$X_s + X_r' = 0.158\Omega$$

定子端子的相电压为 $690V/\sqrt{3} = 398V$ ，电流为

$$I = (-553 - j270)A$$

因此每相消耗的复功率（见 2.4.7 节）为

$$S = VI^* = -220 \times 10^3 + j107 \times 10^3$$

考虑所有三相，则风电机组在满载时发出的有功功率为 660kW，消耗的无功功率为 321kvar。

在空载、转差为零的情况下，电流仅为励磁电抗的电流，等于 $I = -j142A$ ，每相的复功率为

$$S = VI^* = 0 + j56.5 \times 10^3$$

现在可以用式（2-24）来评估在风电机组运行范围内风电场端电压的变化。线路电阻为

$$R = 20 \times 0.30\Omega = 6.0\Omega$$

由式（2-18）可得，变压器每相电抗为

$$X_t = \frac{0.058 \times (\text{kV}_b)^2}{\text{MVA}_b} \Omega = 3.95 \Omega$$

于是，变压器加线路的总电抗为

$$X = (20 \times 0.31 + 3.95) \Omega = 10.15 \Omega$$

风电场端电压需要考虑空载和满载两种情况。空载时，风电场发出功率 P 为零，每相发出的无功功率仅与励磁电流相关，即

$$Q = -20 \times 56.5 \times 10^3 \text{ var}$$

由式 (2-24)，假定风电场端子的初始相电压 V_g 为 $33000\text{V}/\sqrt{3} = 19052\text{V}$ ，则相电压升高为

$$\Delta V \approx \frac{RP + XQ}{V_g} = \frac{0 - 10.15 \times 20 \times 56500}{19052} \text{ V} = -602 \text{ V}$$

使用更新的 V_g 值进行第二次迭代得

$$\Delta V \approx -622 \text{ V}$$

这里得到线路在风电场端的线电压为 31.9kV ，比标称电压低 3.3% 。正如所预料，感应电机的无功需求使系统这一节点的电压降低了。

满载时，每台风电机组的每相发出功率为

$$P = 220 \text{ kW}$$

$$Q = -107 \text{ kvar}$$

使用式 (2-24) 进行两次迭代得

$$\Delta V \approx 242 \text{ V}$$

这相当于风电场线电压为 33.4kV ，即高于标称电压 1.2% 。

应该指出，上述步骤没有考虑由于风电机组无功消耗导致的风电机组端电压偏离标称电压。准确评估电压分布需要使用适当的计算机仿真软件包。

前述分析得到的风电厂端电压从空载到满载的变化为 $0.967 \sim 1.012\text{pu}$ 。这样的变化是完全可以接受的，如果高于或低于标称值 6% ，通常是允许的话。

到目前为止，我们一直忽略了功率因数校正的作用。现在我们将考虑功率因数校正对风电场端电压变化和在线损耗的影响。

4.3.1.4 功率因数校正的作用

功率因数校正电容 (PFCC, Power Factor Correction Capacitance) 通常跨装于风电机组端子上，以降低无功损耗，如图 3-16 所示。通常选择电容 C 的判据是使得

到的空载电流降为零。未补偿的空载电流是 $\frac{V}{jX_m}$ ，选择的电容必须使

$$\frac{V}{jX_m} + \frac{V}{1/j\omega C} = 0$$

$$\therefore C = \frac{1}{\omega X_m}$$

现在的情况是， $X_m = 2.81\Omega/\text{相}$ ，因此所需的电容 C 为 $1133\mu\text{F}/\text{相}$ 。对于这一 PFCC，从电源获取的空载电流为零。因此线路在风电场终端的线电压为 33kV 。

带 PFCC 情况下，每相满载出力为

$$P = 220\text{kW}$$
$$Q = -(107 - 56.5)\text{kvar} = -50.5\text{kvar}$$

应用式 (2-24) 的两个公式，得到电压升高为

$$\Delta V \approx 811\text{V}$$

它相当于线路在风电场终端的电压升高为 4.5% 。这是可以接受的，但与无 PFCC 的情况相比，已相当接近通常的 6% 极限。这些结果可归纳如下：

	空载电压升高	满载电压升高
无 PFCC (%)	-3.3	1.2
带空载 PFCC (%)	0	4.5

从以上结果可以看出，PFCC 的作用是使风电场端电压提高一个固定值 3.3% 。带负载会再使电压升高 4.5% 。

PFCC 的主要作用是减少电流。这可以降低所需的线路热容量——但配电线路额定值通常取决于电压控制而非载流能力。PFCC 会降低线路损耗。我们已经求得了有 PFCC 和无 PFCC 情况下相关的风电机组的相电流。它们的大小归纳如下：

	无 PFCC	有 PFCC
空载电流/A	142	0
满载电流/A	615	568

风电场总共有 20 台风电机组，线路相电流的变化与电压成反比（即 $690/33000$ ），由此可得到相应的线路相电流。得到的满载时线路相电流和线路损耗如下：

	无 PFCC	有 PFCC
满载线路电流/A	257	237
满载线路损耗/MW	1.19	1.01

使用 PFCC 降低了损耗，按发电量百分数计，为 $5.1\% \sim 6.0\%$ 。

作为结论性意见，应该指出，在这种状况下，试图在满载时达到功率因数为 1 是不正确的。那样的话，风电场端电压会达到不可接受的 1.068pu 。而且风电机组最小可能电流 553A 仍然会产生 0.96MW 的损耗，即发电量的 4.8% 。这比使用空载补偿达到的结果好不了多少。

4.3.1.5 风电场与次输电系统直连

当风电场与邻近的次输电系统直连时，风电场与系统之间的阻抗主要是变压器漏抗。串联电阻可以忽略。因此风电场端电压的任何变化都是由无功潮流而非有功潮流引起的。所以风电场发出电力的功率因数为1时，在33kV母线上产生的电压波动最小，同时会大大减少132/33kV变压器分接开关的操作次数。

图4-2和图4-3的曲线是一个英国电力公司绘制的，它们显示了与33kV系统（及相关用户）直连的200MW风电场的电压及分接开关的情况。风电场需要用多条33kV电缆连接，而且它的33kV节点都是与输电系统的直连点。图4-2中，对应于出力变化的最差工况的电压阶梯式变化发生在风电场出力全部丧失时。可以看出，这时功率因数最好是1或超前。第二条曲线表明，分接开关的变化范围很窄，因此很少运行于功率因数为1的发电状态。另外一些独立研究也肯定了这一结果，表明分接开关操作次数随幅值数量级减少。

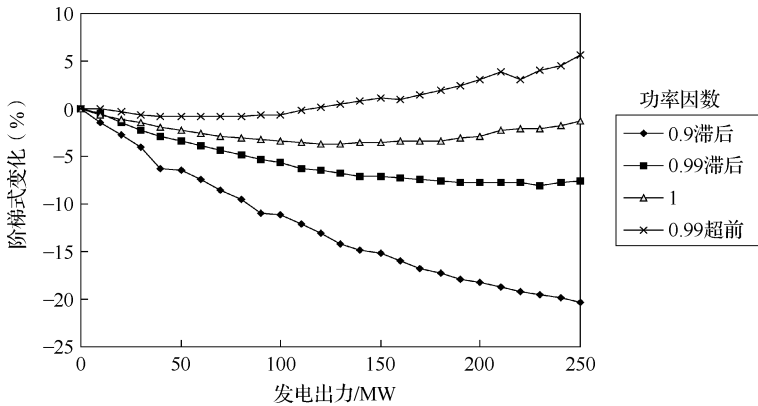


图4-2 不同发电水平和不同功率因数下，电压阶梯变化与发电量损失的关系

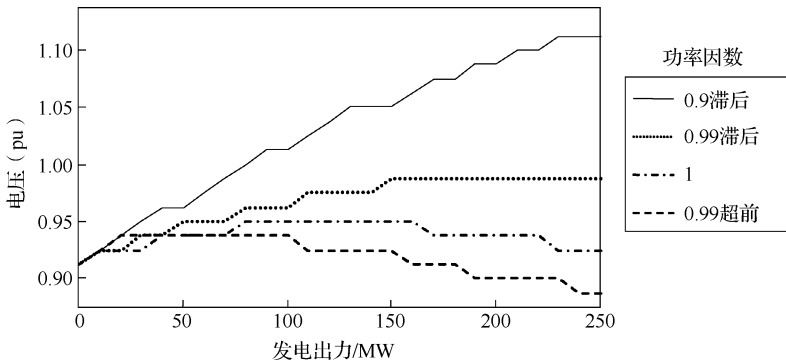


图4-3 不同发电水平和不同功率因数下，系统变压器分接开关的状况

因此，这类风电场电压自动控制软件的目标可能是在一个可接受的电压带内实现功率因数为1。在此电压带外，风电场应尽量控制电压，就像风电场连到400kV系统那样。这种情况下，通常控制的是功率因数，返回超限电压控制，最后是紧急操作（如减负荷，直至风电场解列）。应该指出，对于某些类型的风电场（如DFIG），将风电场解列并不合理，因为它即使运行于低出力，仍然对电压控制有积极作用。

4.3.1.6 风电场与农村电网连接

规划人员现在正在开辟一块新天地。农村电网的设计本身并不适于在低电压等级并入大的发电容量。它的电压控制是一个重大问题。

首先考虑如图4-4所示的与变电站低压母线直连的发电设备。

这种系统电压等级的变压器电压自动控制目标多半是低压母线电压，考虑的问题是：

- 较高电压的随机绝对值。
- 变压器的电压降及某种程度上对相连电路的电压控制，两者都多半是随机的，因为它们都取决于时变需求。

这种系统最少有三个整定值，一个要考虑低压母线的负载平均目标电压，另两个要代表线路电压降补偿（LDC，Line Drop Compensation）的有功和无功阻抗分量。测量量是变压器上的电压和通过它的电流。

可以看出，在低压母线上增加发电设备会降低正常电源送出的负载，使控制系统误认为电网处于轻载状态。因此LDC元件会做出错误响应，认为负载回路与需求相关的电压降很小。有些系统会完全被低负荷期风电场高出力导致的变压器功率反向搞混乱。

为纠正这一问题，至少需要一个变电站电压总体控制系统，它应能把负载辨识为变压器潮流与风电场潮流之和。这时LDC可以正确动作，假定风电场的控制目标是功率因数为1，则分接开关控制可以正常动作来控制电网电压。这时前面对于与次输电系统直连的讨论就与从相连用户看去的电压变化的评估有关了。

最后，评估分接开关应对反向有功和/或无功潮流条件的能力也特别重要。

4.3.1.7 嵌入配电回路的发电设备

配电电路一个突出的重要特点是它与用电设备是直接连接或通过分接开关位置

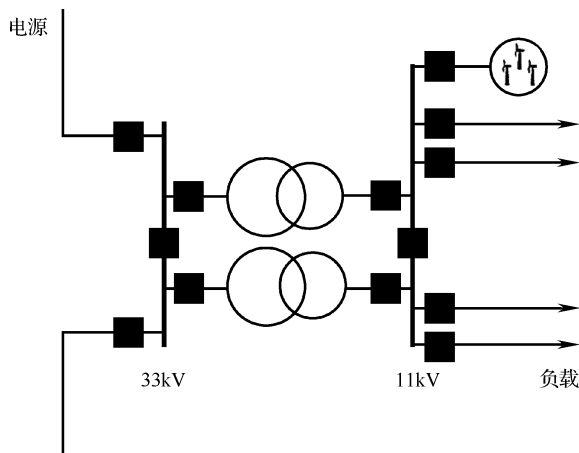


图4-4 与变电站低压母线直连的风电场

固定的变压器连接的。这些电路的设计根据是电压标准，因此位于送端的用户可以获得最高允许电压，而受端用户可能获得的是最低允许电压。两端之间的电压降随机变化，是需求的时变结果，也是距离和导线阻抗的函数。这些问题的情况如图 4-5 和图 4-6 所示。

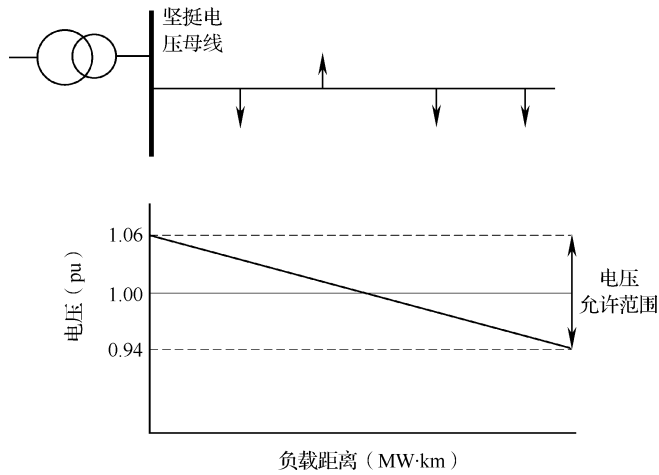


图 4-5 无嵌入式发电的电网设计电压分布（最大负荷、最小发电情景）

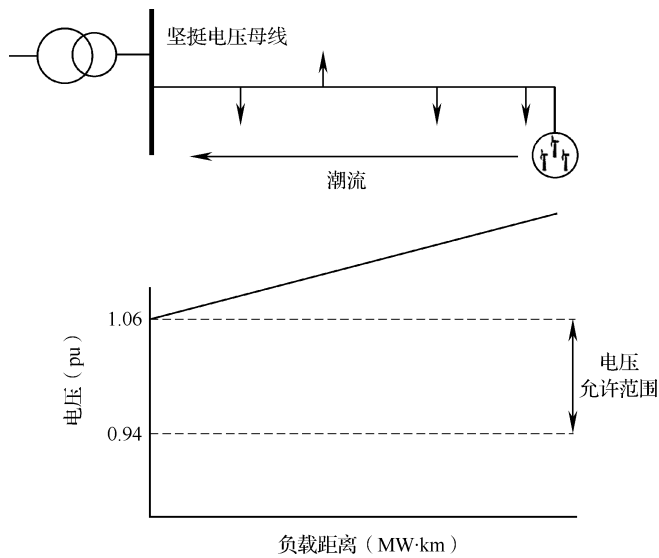


图 4-6 在末端含嵌入式发电的电网电压分布（最小负荷、最大发电情景）

假定高压电网是坚挺的（在无穷大母线界限内），因此低压电网的电压分布必定是围绕该固定电压按潮流方向的变化改变。

总之,送端电压的升降取决于 LDC 对负荷的感受,而受端电压的升降取决于负载水平和风力的强弱。那么受端用户如何抵御巨大的电压波动呢?在没有基于 IT 的解决办法时,电业部门会安装低阻抗回路减少电压的影响范围。他们并不认为这样做会有效果,而只是在履行许可证的要求。

显然,在受端电压和风电场馈入已知的情况下,把控制器纳入线路负载模型可以估计送端电压。然而,因为负载变化范围很大又是随机的,所以这样做很危险。为可靠起见,控制器也需要知道送端电压,或至少要收到以满载百分数表示的系统总负荷的信号。尽管后者并不太令人满意,因为旅游区的需求可能在晚餐期间达到峰值,这与系统的总体需求模式相反。

控制器的目标是使风电场电压维持在规定范围内,手段是调节送端电压和风电场的可用无功功率。如果风电场不处于线路末端,则风电场和更远用户之间也存在电压降。

为最大程度发挥风力发电的潜力,电压控制器应首先控制无功功率,只有在不能使电压达到满意水平的情况下才应该降低有功功率,把电路最终恢复到原始设计的单端电网供电。

如果不止一个嵌入式发电机接入同一个回路,就会出现以下问题:上述控制器会把线路容量配置给距电源最近的风电场。这时就需要使用广域控制器,在尊重商业法则的同时加入优化物理容量的功能。

如果接到一个节点的几个回路都嵌入了发电设备,则控制可能需要进一步扩展,并把电源变压器的限值考虑在内。

以上方法在技术上是可行的,但不能低估通信的成本和可靠性的分量,而且还需要达成一致同意的标准/规约。控制器中的嵌入式当地电网模型意味着需要在相连的负载/发电设备改变时对它们的模型进行更新。如果不能实现自动化控制,它的工作量就会非常繁重。在风电场寿命期间,软件 and 控制器可能需要改变多次。要想不破坏风电场的经济性,在使风力发电与电网容量匹配时,需要小心定量评估它的风险。

显然,与系统总体目标控制不同,上述本地控制系统有可能用于电网的需求侧管理。

在撰写本书时,英国至少有两个配电机构正在进行调压器试验。它们是可控的、变比相近、分接开关位置可变的变压器。在试验中,它们放在电路的电气负荷中心。当风电场出力强劲时,风电场侧的电压高于电网侧。这会触发调压器分接开关位置的变化。图 4-7 下方的图说明了这一概念。但应注意这里送端电压设置为 1.0pu,这对从这一节点供电的其他回路来说可能产生问题。稍加考虑就可以看出,在电路供电端加一个调压器可能非常有用。但这样会产生的是,当风电突然停发时,电路两端的用户都会出现 12% 的电压阶跃变化,远超出正常标准要求。确

实，在本例中，对于经常性操作来说，电压 6% 的阶跃变化是不可接受的，因此应该减少风电场出力，以保证用户看到的阶跃变化为 3% 及以下。这一方法遵守了现行的确定性法则，但经验表明它有些过于保守，就是说对于电压阶跃变化可以采用更概率化的方法。有证据表明，风电场极少在非常短时间内实际失去它的全部出力——除非是出于电网问题——而且正如前面指出的那样，很多情况下，导致这种结果的阵风是可以预测的，出力也可以预先削减。

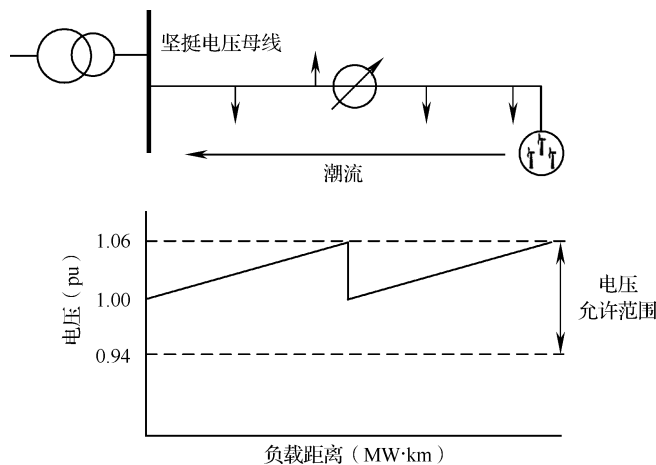


图 4-7 有调压器时电网的电压分布

4.4 热效应/有功功率控制

4.4.1 规划方法/标准

电力企业要制定规划，它的开发要得到批准，以确保电网符合安全标准。这是一个可以有效保证电网的一部分用户所处条件与电网另一部分用户相似的标准。通常的做法是电网向大负荷区供电的那些部分会更严格确保。这就产生了经常使用的 n-1, n-2, n-g-1 等安全标准。这里 n 指系统正常运行条件，n-1 是一个回路停电，而 n-2 是一个含义暧昧不明的术语，它的可能含义有：

- n-d/c：系统正常，但有一条双回线线路停运。
- n-1-1 或 n-m-T：一条线路维护时，另一条线路跳闸。
- 真实 n-2：两个计划外的独立跳闸同时发生。
- n-g-1：在发电设备计划外停运时产生电网停运。这可能导致严重后果。因为旋转电机的可靠性本来就低于线路和电缆，在线路停运期间很可能发生电机的计划外停运。人们曾做过加大所有其他发电机出力以与负荷匹配的试验。但增加的出力可能破坏特定发电节点的约束条件。为避免发生这种情

况，电力部门又制订了发电安全规则，例如，1000MW 以上的发电容量应该至少在两条路径上有 4 个回路。

上述发电安全标准尽管看起来代价昂贵，但确实让工程金融家感到放心，因为新电厂失掉其市场路径的机会很小，因此可以确保额外投资风险很低。

4.4.2 风电场联网问题

对于预期负荷系数为 30%~40% 的风电场的情况，可以说上述想法是一种不经济的奢望。有人认为，如果出现阵风使风电场解列，而电网又能挺过这种情况（因为它必须如此），则电网也能挺过无论出于什么原因导致的风电厂解列。因此联网的安全水平就是运营商选择在什么地点它不会影响主干系统的问题。

这样，这个问题又成为一个复杂性管理问题。考虑图 4-8 所示的系统。

风电场可能有一条或两条出线。显然，如果只有一条出线（比如说 A），那么失去连接就会导致风电场完全停运。如果连线是海底电缆，这会导致严重的经济问题，它的检修要涉及预订适当的船只、订购材料和等待好天气。

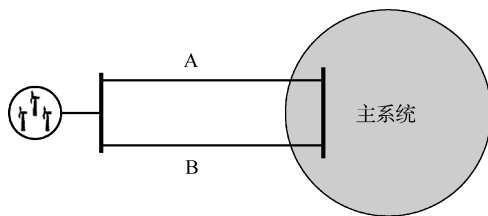


图 4-8 风电场以双回路联网

如果有两条出线，比如失去了 B 回路连接，会使风电场出力降低到 A 回路的额定值。这时的问题就比较复杂，因为 A 的额定值是一个经济平衡指标。如果修复另一回路不能获得效益，则每条电缆的额定值将是总需求的 50%。然而，实际上一个回路停运的经济损失可按下式计算：

停运风险 × 经济后果

假定图 4-8 所示的风电场容量为 200MW，估计寿命为 20 年。电缆 A 和电缆 B 的额定容量都是 100MW，并且在 30 年里的预期停运时间为 3 个月，则它的不可用率为 $0.25/30 = 0.00833$ 。

出现电缆 A 停运事件时，风电发电量损失取决于发电超出 100MW 部分不同水平的概率。假定超出 100MW 的负荷持续时间曲线是一条连接以下两点的直线：

100MW: $0.25 \times 8760\text{h} = 2190\text{h}$

200MW: 0h

则超出 100MW 的年发电量为

$(100 \times 2190) \text{MWh} / 2 = 109500 \text{MWh}$

于是发电量的可能损失为每年 $0.00833 \times 109500 \text{MWh} = 912 \text{MWh}$ 。取损失电量的鼓励价为 60 镑/MWh，则 20 年的经济损失为 110 万英镑。

考虑电缆 B 的不可用率会得到相似的结果。最可能的结果是每条电缆的经济额定值为风电场容量的 50%~100%。无论正常的定价机制如何，风电场开发商都

应该支付这一成本，因为这是规避风险决策必须采用的。

Garrad Hassan 进行了主要是确定风电场短期（短至 10min）可用率的研究（Gardner 等，2003）。这一研究的副产品是对发生静风情况的研究，Garrad Hassan 得出的结论是，北欧单个风电场预期出力低于额定出力 5% 的时间是全年的 30%（高风速地点）~50%（低风速地点）（van Zuylen 等，1996）。对于风电场集群，这个数字下降为 25%~35%。也许更重要的是，他的结果表明，风电场负载超过 95% 的时间极少（仅百分之几）。经验也表明，一个区域的全部风力发电的总出力永远不会达到总发电容量的 100%。例如，综合爱尔兰 18 个陆上风电场（出力记录数据）和一个海上风电场（用风速数据模拟）的数据表明，它们的总出力从不会超过标称容量的 90%（ESB 国家电网，2004b）。这一方面是因为空间平均，但也可以认为是由于风电机组可用率和其他损耗原因造成的。这说明，让风电场引出线和主干电网的容量设计能吸取风电场发电能力的最后一点增量所获得的效益是非常有限的。最好的办法是偶尔限制风电场出力来放松电网约束。

注意，上面援引的数字对北欧是有代表性的，就是说它受到低气压等大气候条件的影响。在低纬度贸易风带地点，它的风况相对稳定，这就使这些地点的电力系统容量设计只需取风力发电标称容量的一部分有了有力论据。

4.4.3 主干系统问题

主干系统问题可能相当复杂。假如由于风电场的存在使潮流反向或使电网某个部分潮流加大，而且因此在某个回路停运时导致过负荷或产生电压问题，这时需要怎么办？对于传统发电机的情况，预计发电机会在 $n-1$ 或 $n-m-T$ 条件下继续发电。然而上述争论认为这种观点对风力发电机来说缺少说服力。例如，潮汐流发电机可以像传统发电机那样来对待，因为它们是可预测的，所以在调度上可以依靠它们。因此，如果基于实际风电场性能的概率分析表明它在一定程度上是可以依靠的，则加强系统的论据就更有力量。如果关键性的停运能通过通信告知风电场控制器，然后风电场削减它的出力以解决系统问题，那么主系统的发展就可以后延几年，减轻成本压力。

电网规划人员可能坚持认为减出力即补救行动方案（RAS, Remedial Action Scheme）可以满足保护的可靠性标准，因为故障的后果是系统过载和大范围停电。

这时会产生两种复杂情况：

- 嵌入式发电系统的输入可能来自一组属于不同业主的风电场。
- 系统偶发事故可能有几种不同组合，因此需要某些约束条件。需要的约束条件数量可能取决于系统负载、其他发电模式和哪种故障停运引发了问题。

因此，问题的处理相当复杂，涉及大范围安全约束的重新调度以及成本或利益管理的次级目标。在一个市场系统，可能要对风电场进行约束条件预投标，但系统提供者不会对它做出补偿，因为他们同意接入一个可能断开的电网。经济结算可能

在受影响的那组风电场内部进行。这种 RAS 的成本、它的配套保护标准通信及财务结算都可能额外考虑。

在评估最大反应时间上,电压问题需要快速响应,而热效应时间约束很可能有几分钟响应时间。然而电压问题可以用策略层次的动态无功装置处理,而热效应问题则必须用专用保护装置或 RAS 方法解决,也可以用发展主网的方法解决,而主网发展则可能受到建设许可问题的制约或推迟。RAS 可以作为等待新项目建设许可期间的临时措施。在经济意义上,RAS 的成本是推迟主工程的障碍。

以上讨论只针对为吸纳风电而进行的电网开发的替代方法。在负荷中心存在的可靠传统发电方式已经支出了向负荷供电网络的开支。但风力发电的情况肯定不是这样,除非它是与某种坚挺的发电方式连接的,如备用柴油机或直接操作的需求侧管理。尽管如此,关于是否进行与负荷有关的开发还是允许甩负荷仍然会受到风力发电的影响。假如传统发电停运加电网停运的估计值为 40 年一次。则存在风力发电可能意味着仅在风力发电降低到比如 60MW 以下时才需要甩负荷。这一估计值是高负荷时间的 1/3,因此风险变为 120 年一次,这就使扩建工程变得不太可行。在电网规划人员如何处理这一问题上,还几乎没有出版物涉及。

4.4.4 设备问题

人们进行潮流分析以说明电路(过载线路)在输送功率时可以解决热效应问题。在北半球,夏季条件可能比冬季更严苛,因为这时的环境温度会使热额定值下降。在温和气候条件下,它与图 4-9 中 B 和 C 的低负荷组合。为简化起见,假定线路 1 到 6 的额定值相同,线路

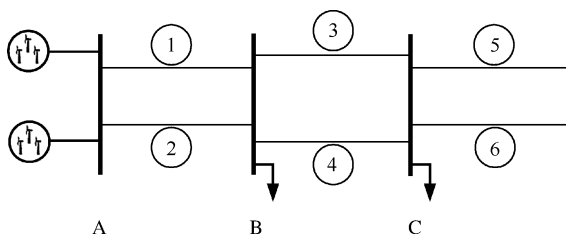


图 4-9 线路热额定值的评估

1 和 2 停运代表对风电场最坏的约束条件——B 点负载减少了该点以远的线路 3 和 4 的潮流。C 点负载又进一步降低了线路 5 和 6 的潮流。动态考虑线路 1 和 2 的额定值可能有一定好处。我们知道,线路额定值随风速的最初几个 km/h 急剧加大。

热过载有三个主要后果:

- 架空线跳线或接头等薄弱点可能发生故障。
- 弧垂会加大。
- 导线润滑剂会变为流体而失掉。

但问题是线路动态额定值存在大量变数,即

- 风向——对线路的轴向还是切向。
- 整个线路路径的风速变化性。
- 整个线路路径的线路拓扑。

- 树木及导线的其他遮蔽物。

尽管如此，一种观点还是越来越强烈：线路高额定值仅在强风时的风电场送出容量才需要，因此应该利用线路的动态额定值。在这一领域，一般性的研究可能并不管用，因为这一问题取决于当地因素。然而，研究方法和指导意见对于开发商和规划人员可能是有用的。

4.5 电网电能质量管理

人们关注的问题主要是：

1. 电压降落。
2. 谐波。
3. 闪变。

4.5.1 电压降落

除启动条件外，有风力发电的电网电压降落的主要原因是风的变化性。以上讨论已经说明电压如何随供电潮流方向的变化而改变。对于实际电路中的混合性需求和嵌入式发电对于国家标准（如英国的 P28）要求所表现的性能，还需要进行某些研究（电气协会，1989）。这些标准主要是为固定的或连续可变的负荷切换设计服务的。而风的变化性与这两种情况都不相同，而且它有的是用 IGBT（绝缘栅双极晶体管）切换的，因此需要对它的性能进行评估，以确定是否会给用户带来困难。如果不产生困难，则标准可以放松。

4.5.2 谐波

含功率变换器的设备容易产生谐波畸变。交流侧谐波次数与变换器脉动数的关系为 $m \times n \pm 1$ ，其中 n 是脉动数， m 是任意正整数。因此 12 脉冲变换器会在交流侧产生基频 11、13、23、25、35、37... 倍的谐波。电压源变换器的谐波性能完全取决于 PWM 技术或电容器电压控制及辅助配置是否满足功率量级及谐波选择性消除（SHE, Selective Harmonic Elimination）的要求（见附录）。除了高频分量对电力企业及用户设备（存在高次谐波时，电容器特别容易过载）的作用外，谐波还会感应到通信回路，产生可听到的嗡鸣声。

总体来说，电力系统规划人员会力图确保设备不加大电力系统的谐波含量。要引用符合并网法规的标准。它的要求可能是电压波形中的谐波畸变总量不超过限值或为具体谐波次数设定畸变限值。

但这还不是事情的全部。电力系统会发生谐振。谐振频率取决于电网拓扑、连接的发电设备及无功装置。谐波的谐振条件很难预计，但可以使用仿真程序进行这一工作。但麻烦的是，对电厂高频特性的预测很大程度上要基于它的 50Hz 信息。如果不进行专门分析，这些参数对于高频来说只是近似值。

如上面已经说明的,带变换器的风电机组会发出谐波,它的严重程度取决于使用的技术和控制方法。工程实践上是在源头上消除它们即安装滤波器,以确保谐波畸变保持在一定界限之内。尽管如此,很小的电压畸变在谐振条件下也能产生很大的谐波电流。这一特性类似于陷通滤波器(notch pass filter)。如果电力系统的很多节点都有谐波性能的记录,有对已知谐波性能有效的模型,则它们无论对电力企业还是对发电商都大有好处。谐波性能改进设备可能非常昂贵,但电网失谐用电容器却既可以提供无功补偿又可以起失谐作用。在理论上,全变速风电机组会比DFIG产生更多谐波,因为它的变换器必须转换全部出力,而DFIG的转子功率只有20%。

在几个变换器并排放置时,也可能产生分数间谐波拍(fractional interval harmonic beat)(间谐波, inter-harmonics)和发生内部谐振。风电场详细设计时要注意这种现象。

4.5.3 闪变

闪变很难定义,但通常认为是与电力系统相连的白炽照明器亮度可辨识的规律性升降。某些风电场存在一种称为3P的现象,即叶片转速3倍的功率振荡(power oscillation)。3P频率通常约为1Hz。这种振荡被认为是三叶片风电机组的每个叶片转过塔架时产生的风遮蔽效应造成的。如果遮蔽效应把叶片转矩输出降到零,则这时风电机组出力会降低1/3。但这种影响没有理论最大值那样大,所以实际会降低约20%。它的物理机制是可感受的转矩振荡通过齿轮箱送出,没有频率变化。在这一负载循环中,无功需求会产生变化。如果一个场址有多台风电机组,或系统在向用户供电前有多个风电场址接入,则多样化会降低这种振荡对用户的影响。如果振荡造成用户电压波形显著畸变,则电业部门很可能会受到抱怨。电业部门有义务解决电能质量问题。因为这种周期性振荡会激发电力系统的小信号不稳定,所以电业部门会力图确保风电场3P影响最小化。测量表明,DFIG会使3P振荡平滑,而定速风电机组可能需要辅助储能设备来使功率振荡平滑。

4.6 系统暂态性能

4.6.1 频率性能和动态响应

这可能是电网工程师和风电场业主最难取得一致意见的领域。电网业主和运营商寻求确保电网在所有条件下都保持稳定。

电业部门进行研究和试验以确保任何馈电损失都不会导致其他发电设施失稳,而且其他发电设施的响应应该与系统频率的下降成正比。因此电厂必须能运行于一定频率范围内,应该配备能对频率做出响应调节输出的控制机制。电力系统正常运行时,它的频率与标称频率的偏差应在1%的范围内,这对风力发电机不会产生任何问题。但损失可观的发电容量、解列或丢失负荷会使系统

在一定时间内运行于最高达标称频率的 104%、最低到其 94% 的频率上。随后的甩负荷或发电厂跳闸又可能使频率恢复到正常范围。因此，大部分并网法规都要求发电厂能在这一频率范围及规定时间内保持与电网的稳定连接。表 4-3 是从 Vestas 进行的研究汇总的情况。

表 4-3 并网法规对风电机组运行偏离标称频率的要求

持续时间		澳大利亚 (Hz)	丹麦 (Hz)	德国 (Hz)	爱尔兰 (Hz)	苏格兰 (Hz)
正常限值 (> 1h)	最大	50. 1	51	50. 5	50. 5	50. 4
	最小	49. 8	49	49	49. 5	47. 5
1h 限值	超频	50. 1	51	50. 5	52	52
	低频	49. 8	49	49	47. 5	47. 5
0. 5h 限值	超频	50. 1	51	50. 5	52	52
	低频	49. 8	48	49	47. 5	47. 5
分钟级	超频	50. 1	51	51. 5	52	52
	低频	49. 8	47. 5 (300s)	48. 5 (180s) 48 (120s)	47. 5	47. 5
秒级	超频	50. 5	53 (60s)	51. 5	52	52
	低频	49. 5	47	47. 5 (60s)	47 (20s)	47. 5
秒级以下	超频	52 (400ms)	53 (60s)	51. 5	52	52
	低频	47 (400ms)	47	47. 5	47	47 (1s)

很多风电机组制造商声称这些频率限值没有很大问题。如果装置包含电容器，就必须明确它们的额定值是否是对于较高频率的。对于定速风电机组，在较高频率下机械负载会显著加大。DFIG 风电机组会在某种程度上把风电机组速度与电源频率隔离，因此不会受到附加机械力作用。

在系统发电量不足时，加大风电机组出力会使电量的供需平衡得以恢复，避免系统频率降到自动甩负荷点。并网法规规定了风电机组的响应、频率下降和死区特性。通常会规定事件后 3s 和 10s 负荷恢复到故障前条件。频率下降通常会规定为风电机组出力变化 100% 时的频率变化百分数。频率下降仅对发出信号的控制系
统而言，但并不担保发电厂最终会做出响应。实际响应是在规定的事件后期间测得的负荷提升。死区是不会对事故做出响应的正常运行时的频率变化范围。

电业部门要进行符合性试验以确保新的或再投运发电厂满足并网法规的要求，它的原则是发电厂必须有能力分担系统扰动带来的困难。对于传统发电厂，会建立精确条件，调速器设置点会向上调节比如 0. 5Hz 来模拟频率下降。电厂响应要做出

定时，并记录 3s、10s 及长时间负荷提升的响应数值。后者给出的是电厂加载前试验点的瞬时频率下降。

风电机组进行这些试验的问题在于电源功率是变化的。因此必须记录在一系列实际系统事件下的电厂性能，在弃风运行模式下，对按时钟记录的准确风速评估它的平均性能。这使得并网法规的符合性试验成为一个漫长的仅能得到临时联网许可的过程。

表 4-4 是 2003 年 10 月时一些国家的并网法规的频率响应要求。

表 4-4 并网法规对风电机组频率响应的要求

频 率 范 围		澳 大 利 亚	丹 麦	德 国	爱 尔 兰	苏 格 兰
正常—— 无响应	超频	100%	102%	101%	101%	101%
	低频	99.8% 和 99% (240s)	98%	99%	99%	95%
动作带	超频	到 104%，每 0.1Hz ↓ 2% ($P_{起始} > 85\%$)	无	到 103%，每 0.1Hz ↓ 4%	无	到 104%，每 0.1Hz ↓ 4%
	低频	到 94%，每 0.1Hz ↑ 2% ($P_{起始} > 85\%$)	无	有限时间，每 0.1Hz ↓ 1%	无	无
跳闸	超频	> 104%， 0.4s 之后	106%，0.2s 之后	> 103%	无	> 104%，1s 之内
	低频	< 94% ^① ， 0.4s 之后	94%，0.2s 之后	< 95%	无	< 94%，1s 之内

① 此处原文为 104%，有误，它不符合“低频”的含义，应为 94%。——译者注

第 5 章说明了在系统频率管理方面对弃风的需要。一旦风电场的成本已经收回，风就是一种免费资源。因此人们不愿意让风资源流失而宁可节省燃料来实现旋转备用。尽管如此，在风力发电渗透率很高时，尤其是对于较小系统，可能需要系统仍然保持适当的有功备用。对于这一要求，不存在重大技术问题，只是需要随风况保持一直变化的可用响应。

4.6.2 暂态响应

三相电力系统很容易发生各种故障，如

- 单线对地。
- 线对线。
- 两线对地。
- 三线对地。

这些故障类型的详细分析在很多标准课本中都可以找到（Weedy 和 Cory, 1998）。这里的重要问题是理解风电机组在可能发生的最严重系统故障条件（即输电网的三相相对地故障）下的性能。这种事件非常少见，但它是可能最坏的情况，而且刚好又非常容易分析。如果这种故障发生在风电场和受到关注的配电线路附近，则从

风电场看到的电压实际上就会是零。由于电压崩溃，靠近故障点的发电机不能向负荷供电。因为负荷代表对发电机的制动转矩，它突然切除的话发电机就会加速。

从故障切除的发电机会看到负荷增加，并会减速。保护的目的是切除故障，防止磁极在设定值之间滑动。故障一旦切除，所有发电机将继续为负荷供电。

超级电网系统的故障会产生大范围电压下降，导致风电机组大规模停运。爱尔兰共和国的研究表明，严重的输电故障会使爱尔兰约四分之一的面积产生深度电压扰动。传统同步发电机会通过故障电流输出大量无功功率，这主要是因为调压器试图通过加大励磁电流来恢复崩溃的机端电压（见第2章）。大约在2003年之前，风力发电机还不能模拟这种性能，但情况正在发生变化。

下面我们将考虑电网故障时定速风电机组和变速风电机组的性能。

4.6.2.1 感应发电机性能

这种发电设备在电压降落时会吸收更多无功功率，因此不仅不能为故障贡献所需的无功，帮助保护快速清除故障，它还火上加油，从系统吸收无功功率，使电压进一步降低。由于不能提供有功功率，感应发电机会加速，在故障清除时，它的转速升高可能超过它的拉断转矩位置（见图3-14）。这时它不能为负荷供电，反而继续吸收无功功率。最终，它会因过速或过电流保护动作而跳闸。

我们来回顾一下某些简单机理，以评估速度变化和故障期间的滑移。作用于转子的净转矩为

$$T = I\alpha$$

式中， I 是转子惯量； α 是转子加速度。

通常，加速转矩为零，施加给风电机组的转矩被发电机的电磁转矩平衡。然而，上面提到的三相对地故障会使风电机组机端电压降低，因此，由式（3-14）可知，它的电磁转矩也会降低。于是转子就会加速，产生转差。转差反过来又可以用来确定转矩。

风电机组惯量经常用所谓的“惯性常数” H 表示。常数 H 实际上是额定速度下的动能与发电机伏安额定值的比值。因此它具有时间量纲，表示为

$$H = \frac{\frac{1}{2}I\omega_0^2}{\text{额定值}}$$

式中， I 是风力发电机惯量； ω_0 是额定转速，单位为rad/s。因此惯量也可以用 H 表示：

$$I = \frac{2H \times \text{额定值}}{\omega_0^2} \quad (4-1)$$

故障期间和故障后的风电机组性能以及它的暂态稳定性都可以用前面的例子来理解。

暂态稳定性：举例

现在将研究4.3.1节描述的风电场在故障条件下的情况。故障条件为靠近输电

网的三相故障，持续时间为 0.3s。假定故障使风电场机端电压降到零，风电场当时在满出力下运行——这是可能的最严重条件。下面是 20 台风电机组每台的必须补充信息：

同步速	1500r/min (157.1rad/s)
额定转速	1575r/min (165.0rad/s)
<i>H</i> 常数	2s
极数	4

于是，由式 (4-1) 可知，惯量 *I* 为 110kgm²。

如前所述，对应于发电机满出力 660kW 的转差为 0.018465。故障前施加在风电机组上的转矩 *T* 可由式 (3-14) 算得。注意，有效电阻 (*R'_r*) 和电抗 (*X*) 值应包括线路和变压器的电阻和电抗。由此得 *T* = -4200Nm。负号表示转矩施加在感应电机上，这是发电模式所需的。

故障发生时，电磁转矩崩溃为零，转子以以下加速度加速：

$$\alpha = \frac{T}{I} = 39.32\text{rad/s}^2$$

0.3s 故障期间，速度变化为 39.32 × 0.3rad/s = 11.8rad/s，故障清除时的转速为

$$(1.018465 \times 157.1 + 11.8)\text{rad/s} = 171.8\text{rad/s}$$

相应的转差为

$$1.0 - \frac{171.8}{157.1} = -0.09357$$

可以用图 3-14 所示的等效电路图结合线路分布阻抗来确定感应电机降低的端电压。得到的计算值为 315V（相电压），即标称值的 79%，说明感应发电机吸收了大量无功功率。由式 (3-14) 可知，这时的转矩为 -5900Nm。电磁转矩的这一数值刚好超过施加在风电机组上的转矩。转子会减速，风电机组仍保持稳定。这可能是综合因素保佑的结果——尤其是齿轮箱会在暂态过程中经受严重的应力。

很多因素都会修改这一简单分析。电机在故障清除后需要再励磁，从而降低起始的减速转矩，很可能造成不稳定。另一方面，施加的转矩会降低，因为速度提高会使风电机组偏离最佳气动条件。这些因素只有通过综合仿真加上对结果的细致分析才能正确评估。

4.6.2.2 缓解措施

对潜在失稳的一个可能解决办法是安装动态无功支持。为此目的而制造的一种商业装置（DVA_r）可以在 1s 期间生产三倍于它的额定调节输出。也可以用 SVC 和 STATCOM。通过在故障期间保持风电场标称电压，这种被称为 FACTS（灵活交流

输电系统，Flexible AC Transmission Systems）的装置可以防止风电机组吸收过多无功并跳闸。这可以使风电机组保持在线并参与故障后的电压恢复。显然，靠近风电场的故障会从 SVC 吸收无功，风电场会跳闸，但这是预料之中的，系统必须能够应对。正是风电场和故障点之间的电网阻抗使 SVC 能支持局部电压。FACTS 关键设备的运行特性的简要介绍见附录。

4.6.2.3 DFIG 性能

2003 年以前，DFIG 和定速风电机组一样，都不能穿越故障，这会使风电场机端电压降到标称电压的 70% 以下。这是因为转子需要有功功率。电力电子设备可以通过操作“短路棒（crowbar）”（见图 3-18）进行有效的自我保护，风电机组在故障 20ms 后就会跳闸。那时风电机组不能在故障清除后供电。

DFIG 实现故障穿越的挑战在于既保护风电机组齿轮箱免受机械冲击，保护直流环节电力电子设备免受过电流危害，又同时向系统提供无功。以下策略是实现这些目标的一些方法：

- 在检测到故障时，把风电机组定子从电网断开。
- 调节风电机组桨距角，把风电机组功率降到零。
- 使用直流环节的电容和电网侧变换器提供无功功率——让它们起 STATCOM 的作用。
- 风电机组转速调节到故障前的数值。
- 故障清除后，将风电机组定子重新与电网连接。

这样可以在故障期间向电网提供大量无功功率和接近零的有功功率，帮助支持系统电压，从而可以穿越低至 30% 标称电压。最新改进的方法据称可以在短时间内穿越 15% 标称电压。

4.6.2.4 并网法规

某些执行并网法规的运营商声称，要实现较大规模的风电渗透，需要有能在短时间穿越低至 5%~10% 标称电压故障的能力。离故障点越近，故障清除前的电压会越低。失掉一个风电场尽管会使情况恶化，但不会被看成重大问题。这一损失可以由其他电厂的响应来弥补。人们担心的是大量丢失发电容量会影响电网向它的所有用户供电的能力。

对于输电系统故障，如前所述，电压会在大范围内严重降低，但故障清除时间会很短。高等级输电系统通常会配置双重主保护，所以一套保护失效的话，实际上并不会增加延时。预期故障清除总时间约为 70~150ms。在超级电网的下一个电压等级，最坏情况的故障清除时间通常为 300~450ms。另一方面，配电系统的故障清除时间可以到几秒，但它不会产生广大区域的严重电压下降。图 4-10 是执行并网法规的运营商表示的故障穿越要求。很多人都主张在风电渗透水平加大时对这一要求进一步审查。

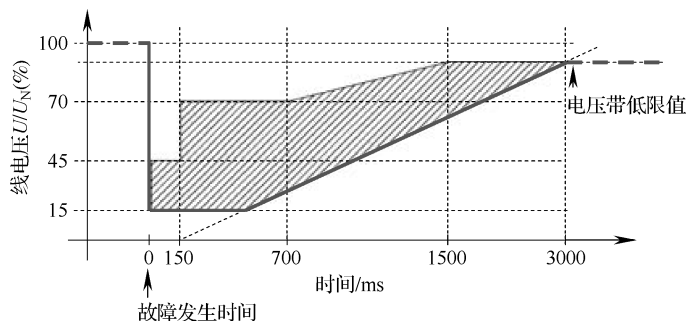


图 4-10 典型的故障穿越要求

4.6.2.5 动态模拟

为理解暂态性能，需要得到验证的模型。对于任何 FACTS 设备，在进行装置设计时可能都需要高阶模型。然而，电力系统暂态模型包括电路和变压器的代数表示，通常是同步发电机的三阶表示。高阶模型需要使用很短的积分时间步长，因此通常仅能容纳几个网络节点，而一个网络模型可能需要用上万个节点来表示。计算面临的挑战是简化高阶模型的复杂性，而实质上不影响它的有效性。人们开发了适用于标准网络分析程序的 SVC 模型。问题在于确保它的控制功能得到正确模拟。在最后分析中，模型的性能应对照按实际情况搭建的设备进行验证。

动态模型问题类似于前面说明的电力电子设备的情况。制造商已经为很多设备建立了以简化产业标准格式表示的模型，但它们之中很多并没有对照风电场的实际性能加以验证。电业部门、安装单位和制造商需要一起协作来建立一个实际电网环境下的性能数据档案。

4.7 故障水平问题

所有嵌入式发电都存在潜在的故障水平问题。故障水平是在可能最坏故障条件下某一点消耗能量的度量。故障水平是关注点的故障电流标幺值与标称电压标幺值 (1.0) 的乘积，但用 MVA 表示。在实践中，它的用途是：

- 评估设备在短路条件下经历的接通、开断和通过最严重电流的能力。
- 为继电保护及其设备建立适当的设定值。
- 建立与加载或电网操作时电压下降、电容器组定容或谐波畸变水平等有关的众多经验算法的基础。

如果故障水平过高，那么操作时可能不能安全应对产生的电流。如故障水平过低，则电网保护可能不能如设计预期那样动作，投切操作可能导致电压的巨大阶跃变化，谐波畸变可能很严重。DC 驱动器和 FACTS 设备可能发生通信故障。

4.7.1 设备通流能力

设备通流能力需要用三个量确定：

- 可能最大电流。
- 电流允许通过的最长时间。
- 在这一点表示电流与电压相位关系的功率因数。

开关设备的规范通常规定了接通对称负荷、非对称负荷和切断负荷的负载以及连续负荷电流的额定值。接通负载是为了应对断路器可能在故障已经存在条件下闭合的情况。开关不得损坏，不得发生爆炸，否则会威胁到它附近的人员。开断负载是为了确保断路器能安全切断故障。

流过故障电流时，设备会承受两种作用。多数设备的主导因素是热效应。它与设备的能量损耗成正比。而能量损耗是由流过的电流幅值 I 和流过的时间 t ，即 $I^2 t$ 决定的。因此必须尽快清除扰动以降低热效应和它导致的破坏。另一个作用是与电流变化 dI/dt 成正比的电磁现象。

切断电流的过程通常包括触头的物理分离。在触头开始分离时，触头压力逐渐减小，连接点的电阻 R 增大。它消耗的功率与 $I^2 R$ 成正比。分离过程继续进行，热游离粒子流会维持触头间的电弧。气体绝缘或真空环境会减弱这种现象。只有电流通过它的固有循环零点时，电弧才会熄灭。如果电网的 X/R 比值很高，则这时几乎恰好是触头间电压达到最大值的时候，会发生再击穿，再次建立电弧。因此，显然这不仅是因为电流幅值，还因为它与系统电压的矢量关系。

嵌入式发电在两个方面改变了这种情况。

- 它引进了安装在电网末端的新电源，因此可能提高配电开关设备需要应对的故障水平。我们知道，对于近区三相故障情况，感应电机可能贡献最高达 6 倍满负载电流。对于 DFIG 的情况，除非生产商提供了故障水平数据，否则必须假定它的性能是感应电机加变换器。全变速风电机组的性能如同变换器。对于大部分故障水平来说，它的贡献可以忽略。应该指出，因为这些风电机组通常的额定电压都是 690V，从高压电网侧看来，相连变压器的阻抗会大大降低这种贡献。另一个因素是，在确定接地故障电流时，零序网络中需要考虑多台风电机组的接地配置。
- 它改变了 X/R 比值，因为它引进了几乎纯感性的电源。当风电场与有关的配电开关设备在电气上非常靠近时，这种变化最为显著。风电场位于长线路末端时，会出现不同的现象， X/R 比值会降低，故障电流的次暂态和暂态分量会受到影响。必须校核开关设备是否在故障电流存在时试图进行分断操作。

在英国，嵌入式发电工作组（Embedded Generation Working Party）力图通过它的技术委员会更好地理解处理配电网故障水平问题的方法。它考查了很多方法。

- 电网解列（由于电网在较少互联下运行，所以会导致安全水平降低），减少

并联变压器/电网络径数量，以此降低故障水平。

- 限制故障电流的设备，如熔丝和阻抗可变的联络线。

人们还没有提出唯一正确的方法，还需要继续努力。

对于风力发电机，尤其是 DFIG 电机，在撰写本书时，还缺少它们对单相故障响应的信息。它们很可能会对短时故障有一定贡献，但由于相电流不平衡，随后会很快跳闸。

4.8 信息

要成功运行一个风电高水平渗透的系统，需要实时信息。为管理电力需求，风电场出力和风速/风向需要几分钟报告一次。还需要有某些指令和状态信号，说明备用是否到位及可用的备用数量。可能需要通报网络补救行动方案（RAS, Remedial Action Scheme），调节一个风电场或一组风电场的出力。电压控制方案可能需要风电场电压和风电场发出/吸收无功功率的实时信息。电压控制系统的指令和目标可能需要从远方给出，并在越限控制动作或紧急跳闸动作时发出警报。风电场状态报告至少应包括：

- 停机——无风。
- 停机——接到指令或阵风前控制。
- 停机——维护。
- 空转。
- 减出力运行。

怎样管理最好还仍然在研究中。某些专家认为，风电场控制器给出的指令和信息就是需要的全部内容，全部辅助智能都可以保留在风电场。但另一些专家认为直接从每台风电机组获取信息更加安全。以后可能会出现既满足安全标准又满足效率需求标准的混合型管理。无论采用哪种方法，它都需要与各种各样的监控及数据采集系统（SCADA, Supervisory, Control And Data Acquisition）和能量管理系统（EMS, Energy Management System）衔接。但它们的规约各不相同，产生这种情况的原因之一，在发生重大系统事件时，信息交换相当困难，因此通用接口包就应运而生。

性能评估和模型调整通常需要采样速率为 20kHz 的干扰记录仪，以及实际可行的远方读数和复位装置。

4.9 保护

4.9.1 系统保护

保护的标准随系统的重要性提高。因此，一个简单的管型熔丝可以用来保护低

压电路，但超级电网却可能需要使用基于不同保护原理的双重主保护。保护的成本和复杂性也随之提高，这既反映了快速切除故障以维持发电机稳定的战略价值，也反映了系统某些特定部分的整体性的意义。很多输电系统和配电系统都能在故障后自动重合，以减少用户停电。它的复杂性将在下面说明。

4.9.2 与输电系统相连的风电场

在风电场如何联网的争论中，它的特点就是综合了保护的复杂性和系统的安全性。简单的投切式连接或用熔丝 T 接对配电等级是可以接受的，但对输电等级就不能接受。距离保护（Weedy 和 Cory, 1998）是人们经常使用的系统之一，但这种保护很可能发生误动作，因为它把 1 区范围的末端“看成”必须保护的主干电路，这种保护方案会越限进入甚至超过向风电场供电的变压器。因此风电场内的主干系统可能会因扰动而跳闸。下面我们将解释这一问题。

图 4-11 是普通供电保护方案的正常配置图。继电器可以通过相关的电压和电流有效测量阻抗。对于小阻抗距离（比如到变电站 2 距离的 80%——目的是防止超越到变电站 2 中的变压器）内的故障，故障会被无延时的 1 区保护迅速清除。2 区保护检测这一范围之外的故障，并引入一个延时。到变电站 2 距离最后 20% 区段的故障经常被检测成节点 2 的反向潮流，并会有一个加速信号送到节点 1，产生一个 1 区跳闸时间。

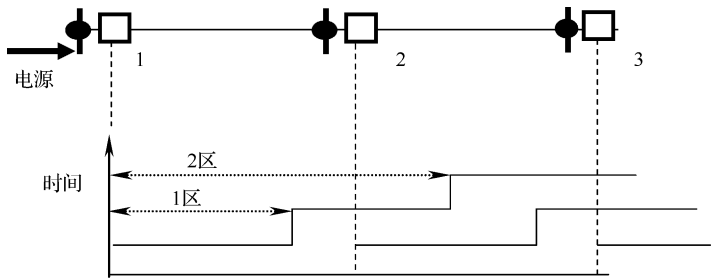


图 4-11 距离保护接线

图 4-12 说明了在两个路径的阻抗长度不同时，产生“超越”的情况。

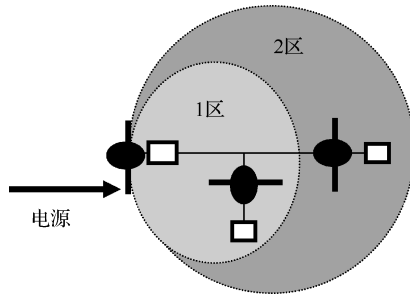


图 4-12 距离保护产生超越的情况

结果是，规划人员很可能用开关设备把回路分成两段，把风电场放在两个普通馈线之间。这需要两到三台断路器。图 4-13 是三断路器配置，而图 4-14 是两断路器配置。

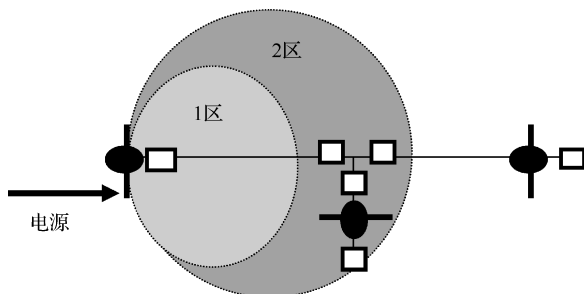


图 4-13 距离保护——三断路器配置

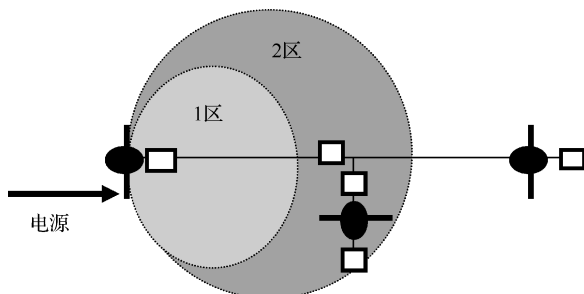


图 4-14 距离保护——两断路器配置

这种接线可能优于把风电场放在两台线路断路器之间的配置，因为这时风电场连线发生故障不会使主干电路退出运行。如果要把远方操作、接地、SCADA、蓄电池充电器和安全配置都纳入，很可能会导致保护方案过于昂贵。输电企业可能会尽可能确保 T 接设备的所有问题都配备自我保护，力图保留主干电路的安全配置，使主干系统保持原样。但并非每个输电回路都同等重要，应该进行一定的成本/效益分析。然而，情况很可能是，正确保护复杂的三端配置是决策中的重要因素。尽管三端距离保护方案是可以实现的，但 T 接电路的长度和位置在决定方案的可靠性方面却非常重要。它的替代方案是通信要求很高的全三端单元保护（full 3-ended unit protection）。

经常可以使用故障后自动重合闸，因为大量故障是暂时现象，如与树枝触碰、导线和鸟接触等。这种措施被视为一种减少用户用电中断时间的主要工具。但随着嵌入式发电的增长，它也会造成一些困难。即使出于安全考虑把自动重合闸排除在常规事件之外，它也经常在雷电和风暴条件下使用，以减少对检修队伍的需求。通常的规定是不允许对电缆和变压器故障使用自动重合闸，因为它是暂时性现象的可

性能很低，而且造成进一步损害的代价很高。

某些风电场直接接入大电源或电网的低压侧。谁可以拥有这类发电设备的断路器是电业部门的决策问题，但开关设备配备的母线区保护可能需要扩展（或更换），以纳入增加的电路。它的关键节点被分为几个子段。这种保护会检测故障发生区域，并仅将这一区域隔离。在关键位置，还要配置断路器失效保护。在发生断路器拒跳事件时，这一保护会检测故障，跳开该节点的其他所有电路，以防止继续向故障点供电。对这一保护还需要修改，把新回路考虑在内。另一个问题是变压器是否配置逆功率保护。低负荷时，大型风电场大量发电会导致通过变压器的潮流反向。但如果变压器有能力承受这一水平的逆向潮流，那么这就只是一个保护定值问题。可以安装逆功率保护来防止故障点逆向供电，如图 4-15 所示。这对于这一设施以其他方式恢复来说非常重要。

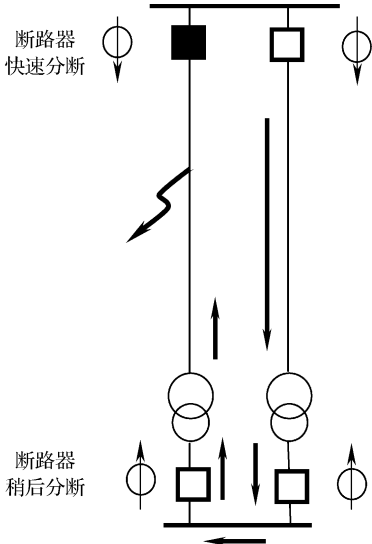


图 4-15 逆功率保护

4.9.3 与配电系统相连的风电场

很多配电系统以闭环或环网方式运行。这种系统使用方向过电流和接地保护，并配有普通过电流和接地后备保护。继电器按电源变电站的动作时间分级，而试图在供电环附近大量引入替代能源会导致故障误跳闸。我们用一个简单例子来说明这一原理。

从图 4-16 可以看出，过电流保护和接地保护都是按电源的动作时间分级的。假定故障发生在变电站 3 和 4 之间。从电源来的潮流有顺时针和逆时针两个路径。对于顺时针电流，第一个动作的继电器是变电站 4 的 1.3s 继电器。因此从 3 到 4 的线路退出运行，而变电站 3 仍然由 2 供电，而变电站 4 仅由电源供电。所有相连用户都保持供电。

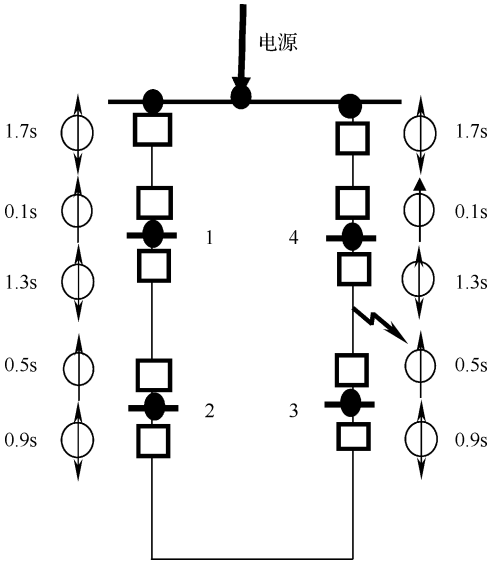


图 4-16 带方向过电流保护和接地保护的闭环配电系统

如果引进新电源，比如说从节点 3 引入，那么从这一点流出的顺时针潮流

可能导致变电站1的0.1s继电器动作,因此变电站1、2、3的用户都会停电。似乎没有办法用目前商业上可用的保护设备来替代,只能代之以距离保护或单元保护方案。

对于配电系统,故障清除时间很长,因为这是把它与较高电压等级网络区分所必需的(有时称为故障分级),但这也会产生相应的问题。对于故障水平较低的网路,故障清除时间较长是可以接受的。但随着故障水平的提高,例如引入了当地发电,如果故障清除时间不缩短,就会导致网络破坏。低电压等级的变压器也会产生同样的逆功率问题。

现代配电系统通过电路重合检测非永久性故障。它的另一个特点是使用多次重合断路器和分段器,计算故障电流通过时间,从而给故障自动分段。另一个发展是自动转换。这种方法是在辐射状供电中检测到失去一个电源时,在几秒内自动闭合一个常开电源。这种系统在设计上既节省了电网发展的成本,也减少了因供电中断造成的短时停电用户数量。然而,如果存在嵌入式发电,则这类系统自动化会产生很大问题。产生的问题有两个:

- 如果由于孤岛保护动作导致嵌入式发电跳闸,则在自动重合闸时,变压器电压控制会使它的分接头处于错误位置,会使向用户供电电压过低。
- 如果不允许嵌入式发电跳闸,则很可能产生与系统的同步错误,有设备损坏风险。

4.9.4 风电场保护

大部分风电场保护是开发商的内部事务。然而,慎重的电网运营商会力图确保让保护设计、安装、投运和维护不危及电网安全。有一个问题仍然没有解决。

嵌入式发电传统上是用某种形式的孤岛检测保护的。在英国,实际使用的法规是G59和G75。它实际采用的观点是认为嵌入式发电在不与主网连接时不应保持与用户连接——即被称为“主网缺失”的条件。与电网解列主要用频率变化率(ROCOF, Rate Of Change Of Frequency)或相角变化率(ROCOA, Rate Of Change Of Angle)继电器元件来检测(Jenkins等,2000)。人们制造了具有ROCOF或ROCOA和过电压、欠电压、超频、低频和其他特点的G59标准继电器。ROCOF的整定值大多为0.5Hz/s。它的困难在于干扰严重时,尤其是对较小系统,ROCOF会动作,因此会切除所有嵌入式发电。对于渗透程度较低的情况,这不算是问题。但随着渗透程度加大,在失去主系统供电时,因嵌入式发电设备失去主系统保护而产生的误操作可能导致进一步失去发电设备。正在制定的并网法规要求风电场的响应与现代传统发电方式相似,控制电压和频率。如果不允许ROCOF和ROCOA跳掉风电场,其他元件的设置也有足够大的运行范围,就不会有明显的检测孤岛情况的方法了。有些国家试图使用单元保护监测直接馈电电路,但这不能检出较远处导致孤岛情况出现的原因。涉及嵌入式发电误跳闸的系统运行问题将在第5章进一步

讨论。

一种观点认为，尽管一个风电场的绝对出力是不可预测的，但如果用它控制频率和电压，则对于用户运行来说是安全的。当用户负荷超出它的控制范围时，它可以跳闸，实现自我孤立。如果事故跳闸需要远方复位，则风电场将保持孤岛状态。一个更困难的问题是电网重合闸。如果重合闸是自动的，则可能导致对风电场误同步冲击和变压器严重暂态过励磁。看来只要不能把电网连接情况和风电场状态纳入控制重合闸的实时模型，问题就仍然不能解决。

另一种方法是仍然跳掉风电场，但使用不同原理。人们在继续研究，确定测得电网谐波变化能否得出一个新的方法。人们还在研究跳掉与感应式风力发电机配套的功率因数校正电容器能否把动态事件与失掉电网区分开来（O’Kane 等，1999）。

第5章 电力系统运行

5.1 引言

如上章所述，风电场接入配电系统和输电系统都会对电压水平和无功潮流产生局部影响。然而，电网设施的首要目标是把有功功率经济可靠地从发电电源送到分散在全国范围的各负荷。对电力系统设计模式影响最大的供电特性之一就是电能不能方便经济地储存。这一特性产生的结果是，不考虑发生在输电网的损耗，发电和系统需求必须达到瞬时平衡。

本章首先说明常规发电机组如何在正常运行及事故条件下都可以计划运行以应对需求变化（见5.2节）。完成这一任务时，如包含风电机组会产生潜在问题，因为每台风电机组的出力都会受时变气候条件的影响。5.3节首先介绍不同国家在应对这一挑战时采用对策的现状（见5.3.1节）。然后以爱尔兰岛为例，详细说明不同地理规模和运行框架下风电出力的变化性（见5.3.2节）。5.3.3~5.3.8节介绍相当规模下风电并网的某些关键问题及目前的解决办法。在这方面，风况预测是一个有用工具，这里会简要介绍它的潜在作用，而详细介绍见第6章。

最后，5.4节将考查在维持期望的能量平衡中可以起一定作用的替代储能方法，它们可以支持风电场进一步发展。该节还将讨论需求侧管理如何以最低代价获得储能效益。

5.2 负荷-频率控制

除了确保电力需求和系统发电组合出力的持续平衡外，系统调度员还必须确保电网的电压水平和系统频率在规定限值之内。显然，这一任务是具有挑战性的，完成这一任务相当困难的原因是，大型电力企业用户消费的总功率波动范围很大，取决于季节性天气、每天里的时间、电视节目安排、全国性假日、重大事件等。图5-1给出了西北欧一个五天期的典型需求变化曲线。叠加上白天高需求期和夜间低需求期的日常变化，可以看出，平日的高峰需求大于周末的高峰需求。类似地，周末的深夜和凌晨最小值也比平日低。

可惜的是，尽管适当的电费结构可以用来鼓励人们在自然低需求期的需求并抑制他们在自然高需求期的需求，从而获得比较平滑、变化较小的负荷曲线，但人们对负

荷性能的控制程度还是很低的。最适用于这种说法的技术是抽水蓄能——用水轮机-同步机配置（它既能作为（水轮）发电机运行，也能作为电动机（水泵）运行）把上下两个蓄水池连接起来。它在需求高峰期，像水电厂一样，从上水池放水，推动水轮机旋转发出电力。这样可以有效降低系统高峰需求，避免起动相关的柴油机及开环燃气轮机（OCGT, Open-cycle Gas Turbine）等高成本发电方

式。在低需求期（通常在夜间或周末）以及电价最低时，将下水池的水泵回上水池供下一天使用。这样就人为提高了系统最低负荷。对于较小系统，这种结构的好处是，总是需要几台发电机组来满足负荷需求——可以减少人们对系统可靠性和可能的系统崩溃的担心（见 5.2.2 节）。即使对于含灵活性很差的核电的大系统，抽水蓄能在电力需求的填谷（及削峰）方面也有巨大效益。然而，它的总体循环效率大约在 60%~80% 范围内，取决于设备年龄及采用的技术，因此大规模蓄能不大可能是经济的甚至是有优势的。

理想情况是，电力企业希望它的负荷需求不变——这样就可以选择使用最便宜、最高效的发电方式在期望水平上连续运行。然而，无论需求曲线的形状如何设计，在任何特定时刻，总是需要有足够数量的发电厂接入系统，以满足系统需求非常可能的变化。因为发电机起动以及开始发电可能需要几个小时，尤其是核动力发电厂，它的这一过程甚至需要几天，所以必须预测适当时间内的需求模式，并对发电机组做出相应规划。直到最近，一直是由垂直集成的电力企业负责发电、输电和配电，它每天都在执行这种机组优化组合任务，目标是以最低运行成本实现要求的系统可靠性水平。然而，正如我们将在第 7 章（风电和电力市场）看到的，很多国家现在已经演变为解除监管的环境，存在着电力交易市场以及很多与它分离的支持性辅助服务市场。特定市场结构的特点将显著影响配置的发电设备类型、它们需要履行的责任，以及采用的长期投资决策。然而，它们运营电力系统的根本原则是一样的。因此，为了专注于技术问题而非经济问题，本章将传统的垂直集成电力企业作为电力系统运营商，并假定它是对系统运行负责的唯一实体。

因为系统需求一天之内不断变化，而且每天的尖峰负荷值也不同，所以电力企业必须提前决定起动哪台发电机、在什么时候把它们接入电网。它还必须

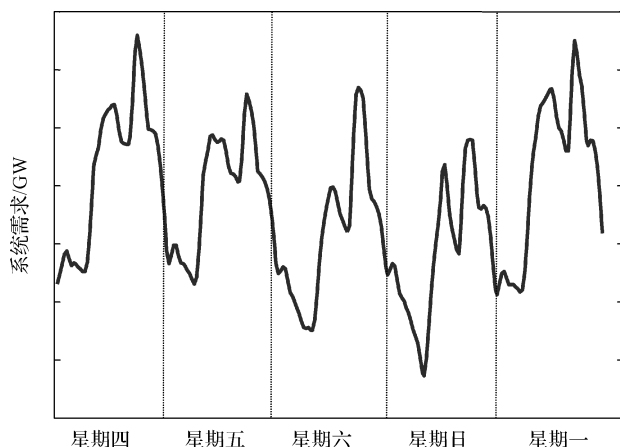


图 5-1 五天的负荷需求曲线

确定运行机组的最佳停机顺序以及停多长时间。电力系统有利用各种各样能源、采用不同技术和不同设计、发电容量大不相同的很多机组。结果是不同发电厂的燃料、人工和维护成本千差万别。即使在同一发电厂内，每台机组的热效率也随出力变化。尽管情况复杂，但仍可以按运行成本将它们排序，称为竞价顺序（merit order）。因此，最经济的（或不灵活的）机组被安排最先接入系统，而所谓基荷机组通常被要求每天 24h 运行于满负荷。在另一极端，昂贵的峰荷机组每天、甚至每年只需要运行很短的时间去满足系统需求的最大值。在两个极端之间，清晨的负荷升高和晚间的负荷降低（见图 5-1）由运行于两班制（two-shift mode）的灵活发电方式跟踪。这种电厂每天两次倒班时运行，其他时间停机。它可以对需求变化做出相当快速的响应。取决于本土资源和不同国家的政策，每个电力企业实行的竞价顺序可能相当不同。目前，现代燃煤电厂和联合循环电厂（CCGT）可能是最便宜的，而老式燃煤电厂和燃油机组可能比较昂贵。核电厂尽管不一定运行最便宜，但却是比较不灵活的，所以被用来运行于基荷。因此，像日本、瑞典等国的核电渗透程度都比较高，要分别由灵活的抽水蓄能和水电来支持。而丹麦主要采用热电联产电厂，在大不列颠[⊖]和爱尔兰，CCGT（和燃煤发电）越来越成为主导方式。把图 5-1 的需求曲线和最可能的竞价顺序组合起来，就可以得到图 5-2 的机组安排。

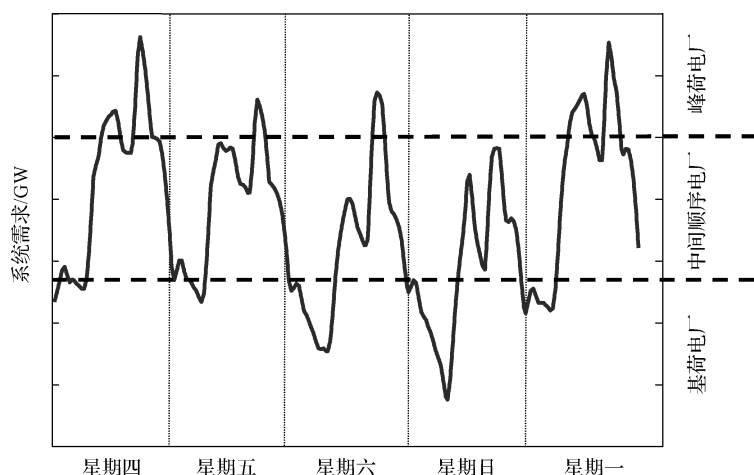


图 5-2 竞价顺序/系统需求的组合分布曲线

关闭机组通常可以指定一个固定成本，但机组的起动成本却取决于它已经停机多长时间。对于常规化石燃料电厂，锅炉的金属温度和恢复运行温度所需的燃料取

⊖ 指英国主岛（大不列颠岛）地区，包括英格兰、苏格兰和威尔士。而不包括北爱尔兰。——译者注

决于冷却时间。刚刚停机的“热”设备的金属温度接近设计条件，可能只需要2~4h就进入同步并带到满负荷。已经停机一段时间的“冷”设备则可能需要6~10h才能完成同样的进程。起动和停机时间随采用的发电技术、设备年龄和运营商的实际使用情况而千差万别。因为成本（和时间）与单台发电机组的起停相关，所以从经济观点看，如果不考虑供调配机组的目前接线、非调配设备的备用状态（冷/热）以及系统需求的预期变化，则无法确定一个特定时间的机组安排。因此，一个特定时间的运行成本与所有其他期间选择的机组有关。机组安排通常基于一天的情况。所以，如果把24h分为多个区段（如半小时区段），就可以得出一个多区段成本最小化问题。我们的目标是选择每个区段以最低成本满足需求并且使每台机组的起停次数最少的发电机组组合。解决这一问题的数学方法很多，包括使用神经网络和遗传算法。然而，它的标准方法是基于把拉格朗日函数（加入多级成本、加权负载和机组极限约束）对未知因子进行优化的拉格朗日松弛技术（Lagrangian relaxation technique）（Wood 和 Wollenberg, 1996）。

当然，为成功实现这种机组的优化组合，就必须准确预测24h期间的系统需求。正如前面所述，影响系统需求的因素很多，但可以合理理解它们，而且在所要求时段的需求通常是可以预测的，误差不超过1%~2%。最重要时段一般是清晨负荷上升、日高峰和夜间低谷。预测时要组合使用数据趋势、历史负荷分布的循环变化分析和各负荷段采样获得的总体需求分布的结构。天气预报数据、对重大事件的意识，包括大众喜爱的电视节目的剧情进展和系统运营商的判断，在最终需求预测曲线的微调上都可能起重要作用。

到目前为止，对于预期需求曲线，人们都使用拉格朗日松弛技术或其他方法进行机组优化组合，以确保在适当时间有足够的发电设备接入系统。因为机组只能以离散形式接入，所以通常要有备用发电容量，以应对需求预测的误差。然而，显然不可能对每个瞬间都完全准确地做出需求预测，所以确保需求和发电之间的持续平衡仍然是一个需要完成的任务。为说明可能遇到的困难，图5-3给出了2006年7月9日晚间大不列颠的需求曲线。

在正常晚间，白天商店和单位下班时需求下降，家庭烹饪（晚饭）延迟了下降速度，直至人们上床睡觉。然而7月9日的需求轨迹表明，从大约下午7:45到8:50开始，在上述情况之上还叠加了两个需求上升趋势。这一天意大利和法国正在进行2006年足球世界杯决赛，因此对应于比赛的半场和全场结束出现了负荷高峰——人们开了电热水壶烧茶，到浴室洗澡（泵水），等等。这种需求分布可以认为是可预测的，发电设备可以提前安排，以满足这种短时需求高峰。但在正常比赛结束时，比分为1:1，把比赛拖入了加时，加时赛结束时比分仍然是1:1，所以要以罚点球来决胜负，最后意大利以5:3获胜。尽管21:45以后的需求快速上升的部分原因是照明负荷，但电力企业无法预知比赛不能在90min内结束。

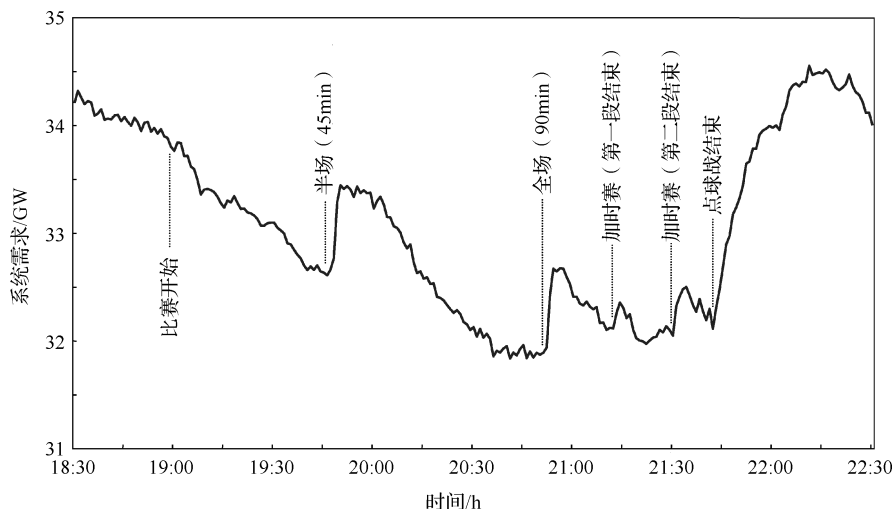


图 5-3 2006 年世界杯决赛——意大利对法国时（国家电网）的电力需求

5.2.1 发电机组的负载-频率控制

多数发电方式都要在气流中燃烧化石燃料（石油、煤炭、天然气等）产生热量，从而提供高温高压蒸汽。蒸汽通过一台多级蒸汽涡轮驱动发电机转子。CCGT 的燃烧尾气也用来驱动一台燃气轮机。这台燃气轮机会连到同一台或另一台发电机。类似地，核反应堆也可以视为一个驱动多级汽轮机和发电机的蒸汽源。如图 5-4 所示，通过调节向蒸汽涡轮供汽的调速器阀门，蒸汽流及最终的火电厂出力都可以控制。发电机本身是同步机，它的特性之一是，它发出电压的频率与电机转速成正比。

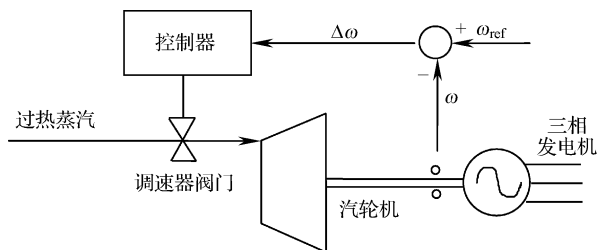


图 5-4 汽轮机-调速器控制

如果系统负荷增加，接入系统的发电机会减速，结果是转速和系统频率下降。同理，如果系统负荷降低，发电机频率会上升。因此频率是监测电力供需之间平衡的适当信号。因此，如图 5-4 所示，汽轮机-调速器可以调节蒸汽阀门来控制机械出力。调速器也监测转子转速 ω 。它可以用作反馈信号来控制输入机械功率与输出电气功率的平衡。传统速度传感设备可能是瓦特离心调速器。然而，由于希望响应速度更快，速度和负荷控制更准确，所以这些机械式调速器已经被电气-液压调速器取代。电力系统中的每台发电机组都会拥有自己的汽轮机调速器控制系统。为使机组能并联运行，每台机组的速度-出力特性都要求是下垂的，即机组速度的下降应伴随着发电出力的上升。图 5-5 给出了大型汽轮机-发电机的理想化调速器特性。

如果定义 f_{ref} 为机组的基准频率，即在此频率下机组出力为零，则当频率从这一水平下降时，机组开始发出电力，而发出功率取决于它特性的斜率（即下垂度）。下垂度定义为甩掉满负荷之后速度（或频率）增加的百分数，通常为4%~5%。这样定义的一个重要特点是，基准频率和主蒸汽阀门的位置基本可以独立改变，而不必考虑观察到的电机速度变化。这样一来，机组出力就可以精确控制，与系统频率无关。

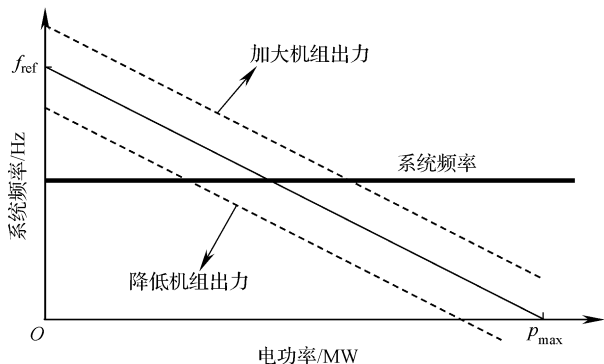


图 5-5 调速器的下降特性

正常条件下，每台机组都会运行于调速器自由动作状态下，这时的系统频率升降可理解为系统负荷的降升。每台机组都可以让它的下垂特性上下移动，直至达到新的平衡，即发电等于需求的状态。对于 50Hz 的标称目标，系统频率应保持在合理的狭小范围内——大不列颠规定的范围是 49.8 ~ 50.2Hz，而 UCTE (Union du Transport d'Electricité, 欧洲输电系统运营商协会) 的系统则为 49.9 ~ 50.1Hz。UCTE 系统的同步区域跨越 23 个国家，西起葡萄牙，东到罗马尼亚；南起意大利，北至丹麦。大不列颠采用的频率范围较大，是意识到它的电力系统远小于欧洲大陆（因此它的惯量也较小，见 5.2.2 节）。在系统受到较大扰动期间，这一限值可以放宽，可能为 49.5 ~ 50.5Hz，甚至更宽，取决于电力系统的实际容量（惯性）。如果所有机组的下垂特性都一样，则每台机组按它额定容量（最大出力）的比例分担系统的总需求变化。尽管让所有运行机组都来分担调节负荷只是个期望，但在需求出现显著变化时却可能导致不经济的负载配置，因为这时负载不再按竞价顺序的排序分配了。然而，适当调节每台机组的基准频率可以恢复机组的最优负载。如果机组优化组合过程通常已经规定了每个计划区段需要的机组轨迹，则经济调度可以与每台机组的负荷跟踪要求相结合。

5.2.1.1 发电自动控制

同步运行系统可以跨越区域边界和国界。因此，一个地区的失衡会使其他所有地区的调节器动作，以降低初始干扰的影响。然而，因为子系统和各国家之间的互联可能受物理上（输电线路额定容量）的限制，也可能受合同协议的限制，所以必须对相邻区域间的电力交换加以监视和控制。例如，德国就分为四个控制区，而法国和奥地利则分别分为一个和三个运行区。对一个特定区域，联络线与所有相邻区域的实际交换功率与计划交换功率之间的总误差 ΔP_{tie} 可通过交换每个联络线到区域中央控制的潮流信息确定。同样，通过计算系统基准频率与实际频率之间的误

差 Δf , 可以确定区域发电量误差 ΔP_{area} , 如果系统刚度已知的话 (Wood 和 Wollenberg, 1996)。一个区域的刚度是系统频率对电力供需失衡的敏感性定量表示。它既取决于运行机组调速器的下降特性, 也与负荷的频率依存度有关。区域控制误差 (ACE, Area Control Error) 可定义为

$$ACE = \Delta P_{\text{tie}} + \Delta P_{\text{area}} \text{ (MW)}$$

这时区域控制器必须确定要求区域基准功率 P_{ref} 做出的变化, 而且通常要采用比例积分 (PI) 策略,

$$\Delta P_{\text{ref}} = \beta \times ACE + \frac{1}{T} \int ACE dt \text{ (MW)}$$

用积分元件消除 ACE, 用比例元件改善控制。 β 和 T 是控制器参数。让每台机组的出力总变化都与它的刚度 (调速器增益) 成正比, 由此可确定每台机组的基准功率变化 $\Delta P_{i(\text{ref})}$ 。然后将更新的 $P_{i(\text{ref})}$ 信号直接送到每台机组 (使用与经济调度类似的方式)。每个区域都采取同样的行动, 每台机组都调节它的出力, 使联络线潮流保持在合同规定的水平。

5.2.2 频率紧急控制

到目前为止我们都假定, 系统负荷或发电出力的任何变化都发生得较慢, 时间为几分钟或几小时, 而且与系统需求相比变化幅度较小, 因此对每台机组的影响都不大。但如果出现显著失衡, 如系统接入了大负荷, 或联络线跳闸, 这时就很难保持系统稳定。

现在来考虑一下, 如果一台大型机组突然从系统解列而没有预先规划会发生什么事情。开始, 需求会超过原动机功率, 系统频率会开始下降。这会使每台机组的调速控制系统做出反应, 试图消除电力的供需失衡。在常规发电厂, 有很多风扇和水泵来控制气流和供水等。频率下降时, 这些风扇和水泵的性能会降低, 但如果频率偏差不大, 则它的性能降低会大于调速控制系统, 因此发电厂的电气出力仍然会按期望那样加大。然而, 如果频率变化较大, 前者的影响就会开始占主导地位, 在频率降低时电气出力也会实际下降。低频持续运行也会对汽轮机部分产生严重的振荡应力。如果频率下降过大, 发电厂保护会把单台机组从电网脱离, 从而使它得到保护。显然, 这会导致系统频率进一步下降, 继而导致系统停运。

例如 (Anderson 等, 2005), 2003 年 9 月 28 日夜間, 意大利电网从瑞士、法国和其他相邻国家 (UCTE, 2004) 进口约 6700MW (占负荷需求的 24%) 电力。在 3:01 时, 正值风暴期间, 一棵树倒在到意大利的重要供电线路之一 Mettlen-Lavorgo 380kV 输电线路路上, 导致这条线路被隔离。因此, 意大利电网运营商 Gestore del Sistema Elettrico (GRTN SpA) 减少了要求的输入功率, 以降低其余供电线路的过负荷。随后, 在 3:25 时, 第二条 380kV 主干线 Soazza-Sils 联络线也被树碰到, 也被隔离。它产生的意大利境内巨大的电力供需失衡导致系统频率直线下降;

10s 内，由于线路过载和继发跳闸，与欧洲 UCTE 电网的所有联络全部失掉。频率下降到 49Hz 以下时，与配电网连接的发电机跳闸（保护跳闸），很快接着发生的是大机组跳闸。尽管采取了自动保护措施，如抽水蓄能机组解列和甩负荷（下面将详细说明），到 3:28 时，频率仍然跌落到 47.5Hz，意大利发生大停电已经不可避免。受影响人口超过 5000 万，有些用户停电长达 18h。

发电机从系统解列的原因多种多样，保护规划在设计上尽量降低这种扰动的影响也是相当常见的（Armor, 2003）。机组接入系统时必须不仅考虑预测的需求模式，还要考虑发电机解列的影响。系统失去最大（供电）电源通常（但不是永远）是人们最关注的问题。快速启动机组（通常是 OCGT）接入系统最快也要花几分钟才能完成，所以会产生短时发电不足。因为频率崩溃（也就是系统崩溃）会在几秒内发生，所以在已接入系统的机组中，必须有几台机组具有快速加大出力的能力，以减少频率的初始下降。这种所谓的旋转备用需求成本昂贵，因为这意味着需要有多余的机组接入系统，导致分担不经济的系统负荷。直观来看，机组具体接入的可用旋转备用容量就是所有在运机组的功率额定值总和与它们的实际负载之间的差值。因此，如果一台机组运行于其额定值上限之下 x MW，那么它就能提供 x MW 的旋转备用。但如图 5-6 所示，一台火电机组的实际可用紧急备用会小于该值。

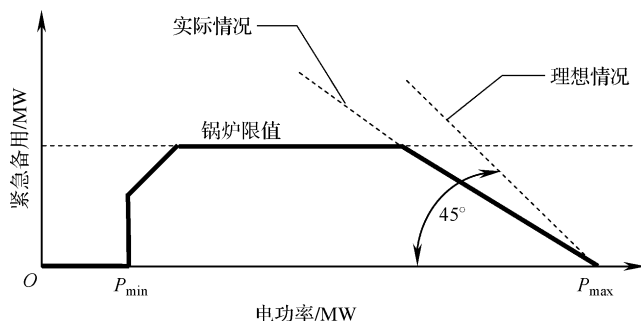


图 5-6 火电机组的旋转备用特性

发电厂锅炉存在延时，它的主要原因是汽轮机蒸汽膨胀的高压级和中压级之间存在蒸汽再热，所以可用的直接备用会减少。然而应该指出，增加再热环节可以显著提高发电厂热效率。假如发电机组的调速器下降特性为 4%，则频率下降 1% 需要锅炉出力短时提高为 $(1/4) \times 100 = 25\%$ 。锅炉的储能能力有限，因而在这样短的时间尺度内，锅炉不可能提高并保持这样大的出力。因此蒸汽压力下降不可避免，会导致蒸汽中形成小水珠，使汽轮机叶片显著受损。因此必须控制蒸汽压力，为每台机组的备用设置一个界限，如图 5-6 所示。频率下降时，供给锅炉的燃料和空气都会增加。然而，燃料流达到持续增加的出力水平需要数十秒，取决于燃料类型和电厂接线。

因为提供旋转备用会产生运行成本，所以需要在备用成本和调用它的或然率之间寻找一个平衡点。对于小型电力系统，即孤立同步系统，提供覆盖 100% 最大电源损失的备用过于昂贵。可以决定只覆盖部分最大电源损失，比如只覆盖 80%。其他 20% 缺额，可以用切除用户来平衡，具体方法可以是选择性切除部分负载，或对大型工业用户确定停电补偿费用。因为甩负荷是一种激烈的控制手段，对用户有破坏性，所以通常会分级实施，每一级在不同频率水平下触发，使损失的负荷量最小。实际执行时，这种措施也许并非必要，因为系统负荷对频率很敏感——频率降低时负荷也会下降——因此会降低初始供需失衡。系统负荷对电压也很敏感，因此有些电业部门除采用其他措施外，还在失去发电容量后在适当的网络点接入电抗器（使用频敏继电器），以降低局部电压，从而降低当地连接的需求。此外，如果有抽水蓄能电站，且运行于抽水模式，可以把它脱离（把系统需求降低到自然水平），然后切换到峰值发电模式。对很多电力系统来说，抽水蓄能是响应能力最好的可用负荷/发电设备。

5.2.2.1 系统惯性响应

一旦发生显著的电力供需失衡，系统频率就会快速变化。频率的初始变化率（ROCOF, Rate Of Change Of Frequency）将决定，在系统的困难处境开始恶化之前，发电厂必须以何种速度做出响应。如果一台发电机以标称角速度 ω_0 旋转，它的惯量为 I_{gen} ，由多级汽轮机和发电机的惯量组成，则它的旋转储能 $E_0 = \frac{1}{2} I_{\text{gen}} \omega_0^2$ （见 4.6.2 节）。当系统频率变化，也就是发电机转速变化时，这些能量要么储存起来，要么释放掉，目的是消除系统频率中的初始干扰。发电机惯性响应的常规指标用它的惯性常数 H_{gen} 表示。它定义为发电机储存的能量除以它的额定容量（见 4.6.2 节）。它可以理解为发电机用它自己储存的动能提供满出力的时间，它的典型值是 2~9s（Grainger 和 Stevenson, 1994）。

所以，如果存在初始功率不平衡 ΔP ，则用系统总惯量乘以角加速度 α 就可以求得加速转矩 ΔT 。因而，当转速为 ω 时， α (rad/s²) 可表示为

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} = \frac{-\Delta T}{I_{\text{system}}} = \frac{-\Delta P/\omega}{2E_{\text{system}}/\omega_0^2}$$

式中， E_{system} 包括连接到系统的所有发电机和负荷在标称转速 ω_0 下储存的全部能量。如果 f 定义为系统频率，假定 $\omega \approx \omega_0$ ，则很容易求得初始 ROCOF (Hz/s) 为

$$\frac{df}{dt} = \frac{-\Delta P f_0}{2E_{\text{system}}} \quad (5-1)$$

同理，单台机组的惯性响应 ΔP_{gen} (MW) 与它储存的能量 E_{gen} 之间的关系为

$$\Delta P_{\text{gen}} = \frac{-2E_{\text{gen}}}{f_0} \frac{df}{dt} = \frac{-2H_{\text{gen}} S_{\text{max}}}{f_0} \frac{df}{dt} \quad (5-2)$$

式中, $S_{\max}$ 是发电机的额定值。

显然, 系统越大, 相对于可信的发电容量损失 ΔP 来说, 系统储存的能量也越大; 因此频率的下降也越慢, 发电机就会有更多时间做出响应。由此可见, 与大型互联系统 (如欧洲大陆) 相比, 像爱尔兰或克里特 (Crete)[⊖] 那样的小孤立同步系统, 失去一台发电机的影响会大得多。小电力系统的 ROCOF 通常较大, 需要响应速度很快的机组, 可能需要小于 5s。在系统惯量较小且处于低需求期时, 这种负担可能非常沉重。这时的旋转备用分布在较少机组上, 一台机组很可能需要承担系统总负荷的很大比例。与此相反, 对于较大系统, 如英格兰和威尔士的系统, 通常要考虑的最重要情况不是失去一台机组, 而是两台 (或连接的输电线路), 即 Sizewell B 核电站的 1 320MW ($2 \times 660\text{MW}$) 容量。在 UCTE 系统内, 在重大事故之后 30s 内通常需要的备用是 3000MW。

5.2.2.2 系统恢复

发生失去发电机事件或重大功率失衡之后, 系统的惯性响应将决定频率的初始下降速度及要求运发电机组的最大响应时间。一个具体系统的调度员随后需要采取的行动取决于他的可用资源和设施, 但通常会包括以下选项:

- 提高当前正在运行的火电机组的稳态出力。
- 将快速启动机组 (如 OCGT) 接入系统。
- 将替代备用的 (和经济的) 机组上线。
- 将抽水蓄能机组切换到发电模式, 水电厂重新安排。
- 恢复先前甩掉的负荷, 切除并联电抗器。

如图 5-7 所示, 备用容量被明确规定为必须不同时间尺度上供电的几个层次 (如一级、二级、三级和替代备用)。一级备用最关键, 特别是对于小系统 (小惯量系统), 需要在事故发生后立即投入。例如, 爱尔兰并网法规规定的一级备用响应时间为事件发生后 5 ~ 15s。而大系统 UCTE 的一级备用投入时间规定为 15 ~ 30s。一级备用的投入主要通过单台机组的调速器响应来实现。一级备用经常包括同步发电设备的惯性响应。一级备用要确保系统能经受住发生的事件, 而且频率不能跌到可接受的最低频

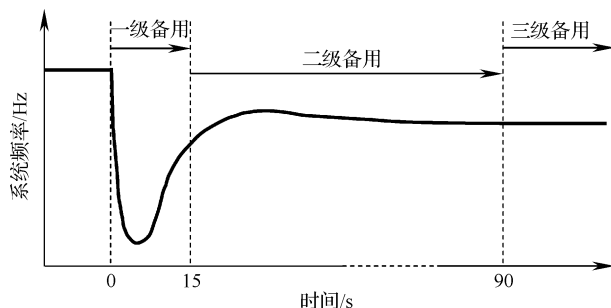


图 5-7 电力系统频率的暂态过程

⊖ 克里特岛 (Crete) 位于地中海东北部, 是希腊第一大岛, 总面积约 8300km²。是地中海文明的发祥地之一。——译者注

(最低点) 以下。

在随后几分钟内, 电力系统很可能处于稳定但不安全的状态, 即供需平衡, 但系统频率降低了, 有些负荷被甩掉, 旋转备用枯竭。二级备用的要求是把系统频率恢复到 50Hz, 替代某些已经用掉的一级备用。二级备用主要由能在几分钟内把出力直线提高的未满载机组以及旋转的抽水蓄能电站提供。爱尔兰规定二级备用的投入时间为 15 ~ 90s。对于大系统, 这一时限要长得多, 如欧洲大陆就规定为 10 ~ 15min。因此, 快速启动设备, 如柴油机、OCGT 和水轮发电机可归为二级备用。在这一阶段, 区域调节器可能使用发电机自动控制协调系统响应。

三级备用和/或替代备用的作用是替代失掉的机组, 即发电出力应保持到替代设备接入系统 (几分钟到几小时)。尽管 OCGT 可以快速启动 (大约 5min), 但它的运行费用高, 所以长期替代备用设备仍然要求尽快启动。这取决于这种设备的温度, 它的延时范围为 30min (热状态) 到 4h 以上 (冷状态)。先前甩掉的用户负荷也要在系统稳定允许的情况下再逐步接入。最终目标是把系统恢复到它的原来状态, 运行于机组经济组合情况下, 留有充分的旋转备用, 以应对可能的故障情况。完成这一任务需要的时间取决于原始事故的严重程度, 但也会受到扰动发生时间的影响。它取决于事故发生时系统负荷是在下降 (傍晚) 还是在上升 (清晨), 因为这会决定这时发电设备提前计划退出还是上线, 系统恢复可能几分钟就完成, 也可能花费几小时。

5.3 含风电系统的运行

5.3.1 风电的系统运行问题概述

电力系统通常包括大量化石燃料发电厂, 可以按照已确定的加载/卸载计划, 在规定水平上不确定地维持它们的出力, 或按照系统需求改变它们的出力。引入的相当数量的风力发电是一种不再完全受中央控制的电源, 而且在需要它的时候可能因无风而不能发电。因此必须考虑风力发电在不同时间段内的可用性, 以及从系统角度考虑分布式风电场的性能。然后考察其余发电方式随负荷的变化及发电容量损失的响应情况。

火电系统正常运行时, 对于规定的可靠性标准, 发电机组要进行规划, 以满足预期负荷需求情况, 以最低运行成本满足旋转备用需求。系统的优化组合机组必须能改变它们的出力, 与规划期内的系统需求相匹配。它应包括跟踪正常日负荷变化 (尤其是清晨负荷升高和傍晚负荷下降), 和发生发电容量损失或其他重大事故之后, 参与频率调节和电源更替的能力。这些要求跟踪负荷的机组既能满足需求的非预期突然变化, 也能满足正常的负荷波动。

然而, 由于对全球变暖的日益增长的关注, 人们对可再生能源发电的兴趣越来越

越浓厚，对它的开发利用规模也越来越大。各国应对这种挑战的方法多种多样，赋予它的优先级也各不相同。欧盟可能是思维最前瞻的，尤其是在它的可用风资源方面。欧盟的可再生能源发电法规（2001）要求可再生能源发出的电量要从1997年的14%提高到2010年的22%（欧盟委员会，2001）。法规规定，欧盟成员国必须确保它们的输电系统运营商（TSO，Transmission System Operator）和配电系统运营商（DSO，Distribution System Operator）在保证电网的可靠性和安全性要求的前提下接受可再生能源发出的电力。TSO还被要求在系统运行允许的情况下优先调度可再生能源。与联网和电网改造相关的成本应该是透明和非歧视性的，与使用输电网和配电网有关的收费不得歧视可再生能源。

所以，如果大量风电取代常规火电，进入发电设备构成，就会对负荷-频率控制任务产生影响。发电机负载水平和功率变化要求、旋转备用的可用性问题也需要考虑。然而需要注意，无论现在和将来的风力发电水平如何，电力系统都已经需要应对可观的变化性和间歇性关注了。例如，1999年8月11日（星期三）上午，在英国发生日食之后，人们恢复他们的日常活动时，英格兰和威尔士的系统需求在5min内从33.2GW上升到36.2GW（跃升了3000MW）。相对而言，2005年，即6年以后，接入国家电网（英格兰和威尔士）的风电容量也不过679MW。

此外，发电机的强迫停运率通常可以取4%~5%，尽管它很大程度上取决于多种因素，如电厂年龄、使用的技术和运营商的实际做法（Armor，2003）。因此，每天采用的机组优化组合主要考虑常规发电形式可能发生的计划外预期情况，而不是可能情况产生的不同备用层次的需求（见5.2节）。一般来说，这些停运是不可预测的，会导致从满出力快速降低到零出力。为降低直接影响，某些电力部门，如爱尔兰的国家电网供电局（ESBNG，Electricity Supply Board National Grid）的做法是，在可能条件下让受影响的发电机缓慢螺旋式降低出力。显然，截然失去风电馈入可能是因为风电场内部问题，或外部电网问题导致的结果。它产生的问题与失去火电机组相似——频率会下降，其他同步机组会提高出力以恢复供需平衡。但风电场是由多台机组构成的，而且各台机组的运行状况很大程度上是相互独立的，所以这会大大提高风电场的总体利用率。出于经济原因以及可能的技术原因（见5.3.6节），风电场可能不会计划提供旋转备用。因此，与失去同样容量的火电机组相比，失去风电场的影响要小些。因此，假如像海上风电场那样的特大型风电场停运并不代表失去最大馈入，因此不会影响系统的短时紧急备用目标。

确实，一直有一种观点认为，电力系统通过提供旋转备用及部分负载机组，具备应对意外事件和现有负荷变化的固有能力和能力，可以确保低水平风电的无困难安全接纳，无需过多的成本代价。德国开展了一项可再生能源，尤其是风电比重不断加大的长期（2020）后果的研究（DENA，2005）。该研究认为，它的风电装机容量可

以从 18GW (2005) 增加到 36GW (2015) 和 48GW (2020), 到 2015 年占发电量的 14%。尽管它的风电场集中在德国北部 (需求相对较低的区域) 和海上, 但需要的电网扩建和改造很有限。不需要为应对风电变化性增加平衡发电厂, 而用户在最不利条件下也只需增加一点边际电价。同样, 纽约州电力系统进行了一项风电渗透 10% 容量情况的影响研究 (对 2008 年情况的预测)。该研究的结论是, 不存在可以导致分布在 30 个地点的全部容量 (3300MW) 都失掉的可信的单一事故 (Smith, 2005)。对于已经设计为可应对损失 1200MW 发电容量的系统, 无需修改规划标准。

开发商们正越来越多地考虑海上风电场的选址。到 2005 年底, 已经建设了 20 多个海上场址, 装机容量约 600MW, 主要在欧洲海边的浅水区。它的优点有: 减少了视觉干扰和噪声问题, 剪切风力小, 风速高。海上风电场的容量系数可以达到 40% ~ 60%, 显著高于陆上风电场。因为海面与空气的温差通常小于陆地与空气的温差, 扰动也较低, 可以减低机械疲劳, 提高设备寿命。然而, 海上风电场的建设与运行成本都较高。除与海上风电机组安装相关的成本之外, 它的联网距离也加大了, 还需要使用水下电缆, 乘船到现场维护也可能受不良天气的限制。以上因素使得现有的和拟议的海上风电场容量 (100 ~ 1000MW) 都远大于陆上风电场。欧洲风能协会 (EWEA, European Wind Energy Association) 估计, 到 2010 年, 在总量为 75GW 的预计风电装机中, 10GW 会安装在海上风电场 (EWEA, 2005)。到 2020 年, 总装机 180GW 中, 海上装机会进一步增加到 70GW。尤其是德国, 它制定了一项雄心勃勃的在北海和波罗的海增加海上装机的规划。一项德国能源署 (DENA, Deutschen Energie-Agentur) 研究假定它的 2015 年海上装机为 10GW (陆上装机为 26GW), 2020 年的海上装机为 20GW (陆上装机为 28GW) (DENA, 2005)。

某些情况下, 输电约束会限制电力系统可以接收的风电量, 但通常的限制因素是常规发电的响应: 最小负荷限值, 维持充分备用 (及惯性响应) 所需的连接能力, 部分负载机组的负荷跟踪灵活性, 补偿风电预测不确定性的常规机组和高峰机组的启动时间等。大型海上风电场的增长也会带来运行方面的关注。以前, 数十台到数百台风电机组可能分布在全国各地, 具有风况多样性和分布式可靠性的优点 (见 5.3.1 节)。但海上风电通常机组很大 (5MW 以上), 集中在较小地理范围内。而且海上风电场的风况在整个风场更加整齐划一, 使得出力变化性更大, 电网故障或其他故障可能使功率损失更大。

这些问题曾经只是孤立系统或小容量系统关注的问题。但现在面对同样困难的是大得多的电力系统, 或者是形成了像欧洲大陆电网那样的互联网。例如, 丹麦目前的风电渗透率已经超过 20%, 而且还有建议到 2015 年达到 35%, 2030 年到 50% (Sorensen 等, 2004)。西班牙目前提出的目标是到 2011 年风电装机达到 20GW (从先前的 2011 年目标 13GW 再进一步), 等于 15% 的渗透率, 而它在 2004

年的风电渗透率仅为 6.5%。在西班牙北部的 Navarre 地区，风力发电已经占全部发电量的 50%。在德国，联邦政府宣称，到 2010 年，可再生能源提供的电力要达到 12.5%，到 2020 年达到 20%。同样，加利福尼亚 2002 年通过了一项法令，要求在 2017 年由可再生能源提供的电量从 10% 提高到 20%。

但显然，如果风电接入超过某一水平就会影响电力系统的动态性能，因此必然会影响发电机组的安排方式以及旋转备用的目标设置和在系统中的分派。为应对这种环境变化，很多 TSO 和 DSO 都在引进新的风电并网导则（EWEA, 2005; Jauch 等, 2005; Johnson 和 Tleis, 2005）。为保证电网安全可靠运行，要求电网的所有用户都满足并网法规的要求（见第 4 章）。并网法规明确了电力供需所涉及各方的责任，调节了它们的权利。有些并网法规对所有发电机提出了统一要求，而有些法规则把风力发电作为特殊情况处理。这些文件的一般说法是，风电机组的性能应该像常规机组一样，如它的有功功率和无功功率是可预测、可控制的。第 4 章论述了风力发电机支持无功和有功功率控制的潜力，要求它能在电网故障条件下运行（故障穿越），对暂态稳定做出贡献。这里将论述与负荷-频率控制、备用提供及系统长期稳定有关的问题。

下一节将概述爱尔兰的电力系统及风力发电现状。这会为以后几节论述的一般性方法提供一个有用的背景状况。后几节将根据目前的爱尔兰风电并网经验举出一些例子加以说明。

5.3.2 爱尔兰的风力发电

爱尔兰岛由北爱尔兰和爱尔兰共和国组成。它可以给出一个有趣的风电变化性定量研究个案实例。爱尔兰的独特之处在于，它拥有丰富的风力资源，但与其他系统的联系有限。与丹麦和德国及西班牙的某些区域不同，它目前的风电渗透率很高，但不能方便地开发内部联络用于电量平衡和系统支持。因此爱尔兰的 TSO 不得不面对和解决一系列在世界其他地区还是潜在的运营和规划问题。

北爱尔兰电力公司（NIE, Northern Ireland Electricity）运营的北爱尔兰电力系统需要与北爱尔兰系统运营公司（SONI, System Operator Northern Ireland）协调运行。它是一个中等规模的电网，有 70 万个用户，系统需求最低在夏季，约为 600MW，而冬季的高峰需求约为 1700MW。爱尔兰共和国的电力系统由爱尔兰供电局（ESB, Electricity Supply Board）拥有，由爱尔兰国家电网公司（ESBNG）运营。它的 190 万系统用户的需求从夏季的 1700MW 到冬季的 4850MW。岛内的主要电源是化石燃料发电：主要是 CCGT 的燃气电厂，占全岛发电容量的约 48%；燃煤电厂占 27%；燃油电厂占 11%；燃烧泥炭的电厂占 4%。另外还有一座容量为 292MW 的抽水蓄能电厂和一些小水电厂、热电联产电厂和风电场（Barry 和 Smith, 2005）。

爱尔兰的主导风是北大西洋刮来的西南风和风暴。每次持续 4~6 天的低气压

旋经常穿越或接近它，导致风速和方向的巨大变化。风暴活动在冬季几个月更加强烈和频繁。北爱尔兰的可用风资源大约为每年 106TWh。然而由于物理和环境方面的约束以及经济生存能力的限制，每年只有 8.6TWh 风资源是可用的，大约相当于 3000MW 容量 (Persaud 等, 2000)。与此相似，爱尔兰共和国的可行资源估计为每年 344TWh (ESBI 和 ETSU)。根据这一背景，欧盟的促进可再生能源发电指令 (EU directive for the Promotion of Electricity from Renewable Energy) 提出了欧盟内部各国的可再生能源目标 (欧盟委员会, 2001)。英国是欧盟 10% 可再生能源比例的目标国家之一。作为英国的一部分，北爱尔兰政府的目标是到 2012 年达到 12%。而爱尔兰共和国的相应目标是 2010 年达到 13.2%，相当于装机容量近 1300MW，其中约 1000MW 是风电装机。

爱尔兰岛 46 个运行风电场收集了从 2004 年 1 月 1 日到 12 月 31 日的测量数据。在爱尔兰共和国内，测量数据是每 15min 一次，而在北爱尔兰，15min 数据通过相应的 30min 数据插值得到。在这一年，风电场容量从 248MW 扩大到 394MW。图 5-8 画出了 2004 年爱尔兰风电场的地理分布，表示为每个郡的百分比分布。可以看出，风电场主要分散在丘陵地域，但主要集中在该岛的西北部。在 Arklow Banks 还有一个 25MW 海上风电工程 (可以装机 520MW)。它距离爱尔兰东海岸 10km，靠近都柏林的主要负荷中心。大部分现有风电场都接入配电系统，尽管接入输电等级的情况越来越多。2004 年里 394MW 容量的运行数字相当于爱尔兰岛风电渗透水平为 4%。2005 年的新装机容量为 205MW，这使总容量达到 599MW，而且还有 450MW 容量已经签订了入网协议。申请联网容量已经超过 2000MW，这意味着全岛的潜在风电容量接近 3GW (SEI, 2004)。

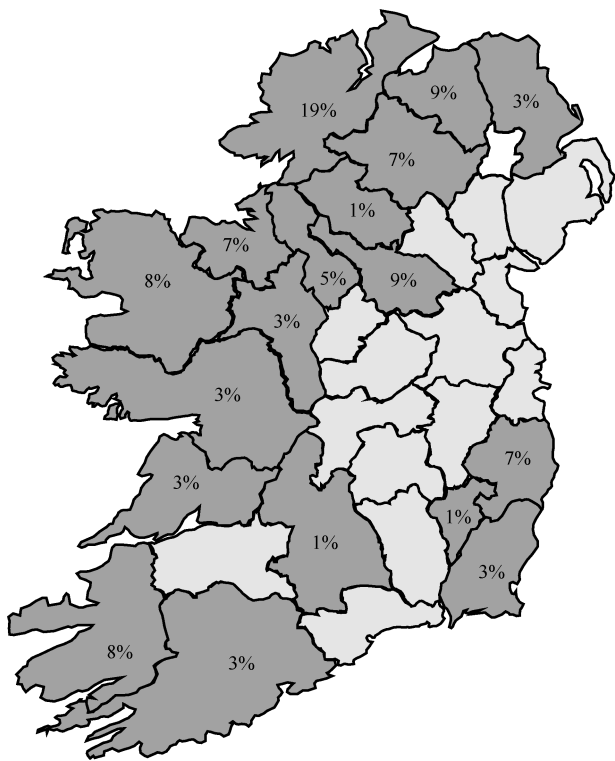


图 5-8 爱尔兰岛 2004 年风电装机在各郡的分布

5.3.2.1 系统容量系数

一个具体风电场或一个区域的可用风资源的最方便也是最常用的度量是容量系数。容量系数是用一定时段的实际发电量除以同一时段最大可能发电量得到的数值。容量系数每季度计算一次（见图 5-9）。秋季和冬季月份的发电量较高，1 月份的容量系数最高可达 60%（没有显示出来），而春季和夏季发电量较少。爱尔兰岛全年的平均容量系数为 36%，与多数国家相比，这是个相当高的数字。德国和丹麦的陆上风电场容量系数通常为 25%~30%。现有风电场的选址原则之一就是风资源优良，因此它们的容量系数也较高。然而，新的风电场可能位置不那么有利，因此随着时间的推移，平均容量系数会下降。但也有一种相反的观点认为，未来风电场的设计中，气动特性会进一步改进，机舱高度会提高，而且（有时）会位于海上，这些都会充分发挥提高容量系数的潜力。

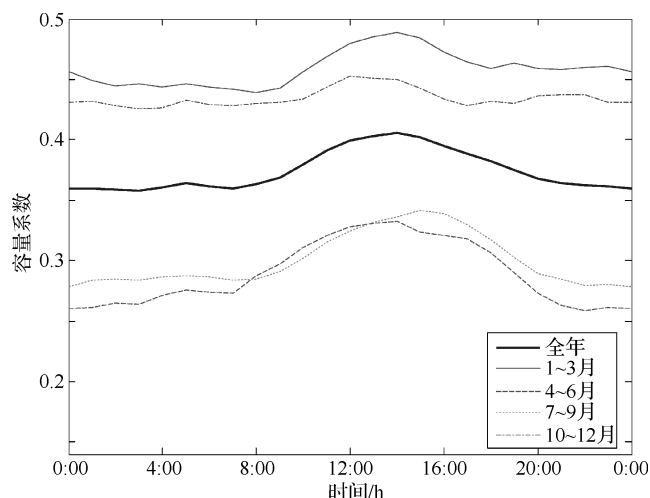


图 5-9 风电机组的日容量系数

在爱尔兰，风力发电量的季节性变化与季节性需求变化曲线的形状相似（见图 5-10），在高需求期发电量也较高（冬季），低需求期发电量较低（夏季）。相邻系统的高峰发生时间相同，但由于全国性节日日期不同，所以它们的夏季最低值发生时间相差了几周。类似地，不同季节容量系数的日变化特性（见图 5-9）是从夜晚相当稳定的低容量系数升高到中午的峰值。叠加到这一趋势上的是季节变化。它在春季和夏季月份的变化性要大得多。然而，风速分布与系统需求之间的相互联系较弱，因此，对某个特定日期，系统高需求并不一定与风电高发时间相重合。总体来说，风电场的发电量并不能支持高峰期的发电需求，因而不能生成风电场的容量可信度（见 5.3.5 节）。低需求期的风电高发量也不大可能发生，这就降低了风电减出力的要求（见 5.3.6 节）。爱尔兰（以及西北欧）存在这种有利关系，但这种情况并非总是存在。例如，纽约州的风电高发期通常出现在夜间（需求较低

时)，而在白天风电发电量却经常较低（Piwko 等，2005）。类似的情况也发生在南加利福尼亚。那里的风力发电量在上午会骤然下降，然后在下午再上升（Kahn，2004）。相反，在南澳大利亚，电力需求和风力发电几乎完全不相关，风力发电最大值发生在高需求和低需求时间的可能性相同（AGO，2003）。

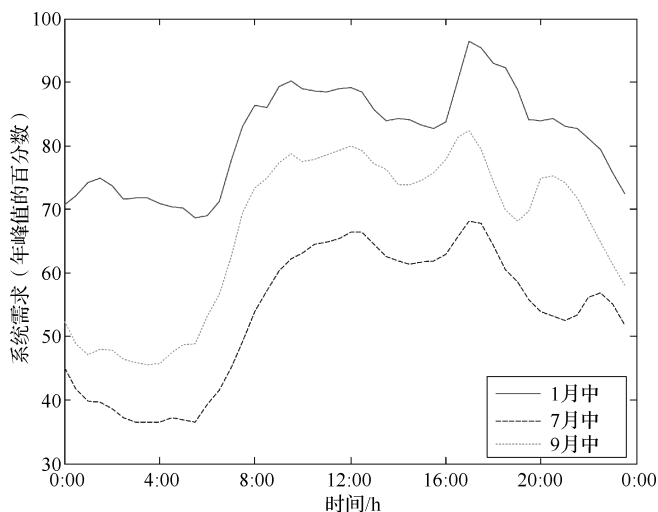


图 5-10 系统需求的季节性分布曲线

5.3.2.2 单个风电场的变化性

风电场的发电量在从秒和分到月和年的各种时间尺度上都是变化的。因此理解这些变化和它们的可预见性对于优化并网非常重要。图 5-11 给出了一个使用定速风电机组的单个风电场在 1min 内的归一化出力。局部拓扑和气候模式是确定风的变化性的主导因素，而且对于单台风电机组来说，它们会影响瞬时风速和风向。除了这里显示的发电出力缓慢下滑之外，叠加在出力轨迹上的还有风电机组叶片感受到的风速变化产生的低频振荡。产生这种效应的有关因

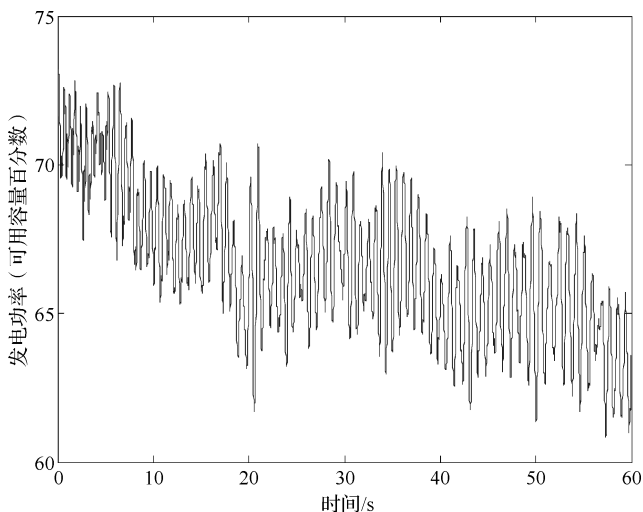


图 5-11 单个风电场的变化性——1min

素是塔影效应、风力剪切作用和湍流。因此，振荡频率取决于风轮转速和叶片数，通常为 $1 \sim 2\text{Hz}$ 。对于定速风电机组，机械输入（风速）的这些变化直接转换为电气出力的振荡，其幅值可达平均功率的 20%。对于弱电网，功率波动也会导致电压波动，可以由灯光闪烁感知。对于变速风电机组，这个问题要小得多，因为风速的短时变化（阵风）可以通过改变风轮转速，以叶片旋转惯量的形式得到缓冲。风速的短时变化也会使风电机组出力发生振荡，因为桨距调节机制的带宽是有限的（Larsson, 2002）。

现在观察下一周的情况（2004 年 6 月），图 5-12 给出了三个相邻风电场的出力变化。可以看到有出力几乎为零的时段以及超过 100% 额定出力的时段，但常见的是在两个极端之间快速移动的情况。尽管每个输出特性都很明显，但在三个风电场的出力之间可以看到显著的相似性。

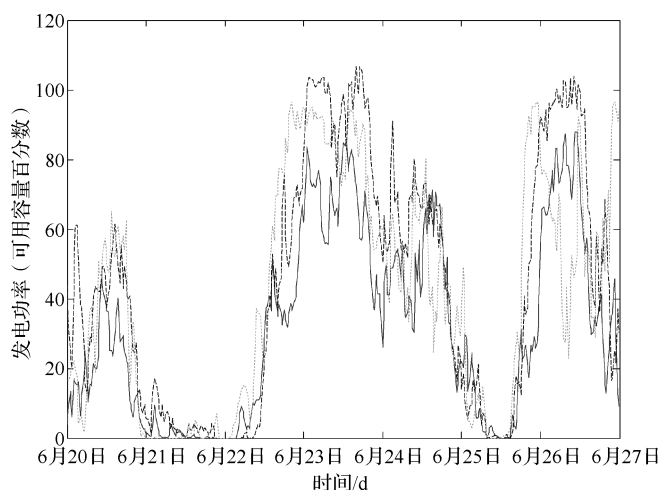


图 5-12 单个风电场的变化性——一周（三个风电场）

要了解这一时段的发电量变化性可以收集 2004 年 6 月 22 ~ 25 日的欧洲天气地图（见图 5-13）。可以看到，在 6 月 22 ~ 23 日，一个从 Sole/Fitzloy 开始的低压气旋向东北方向移动，逼近爱尔兰；然后在 6 月 24 ~ 25 日向苏格兰和斯堪的纳维亚方向前进。在气旋内部的低压区周围，风向为反时针方向，靠近中心部分风力加强，但气旋中心区本身除外，那里的风力通常会减弱。通过图 5-12（风电场发电功率）与图 5-13（天气地图）中 6 月 22 日上午的情况相比较可以看出，低压区到达之前风电出力很低。而之后的 24h 发电量上升，这是因为低压气旋的外区已经到达风电场。6 月 23 日傍晚在气旋中心区经过时，风电功率暂时下降，然后再上升为第二个高峰，这是因为气旋尾部开始离开爱尔兰。在大西洋中部的下一个低压区到达爱尔兰之前，风电场出力还会有一个安静期。

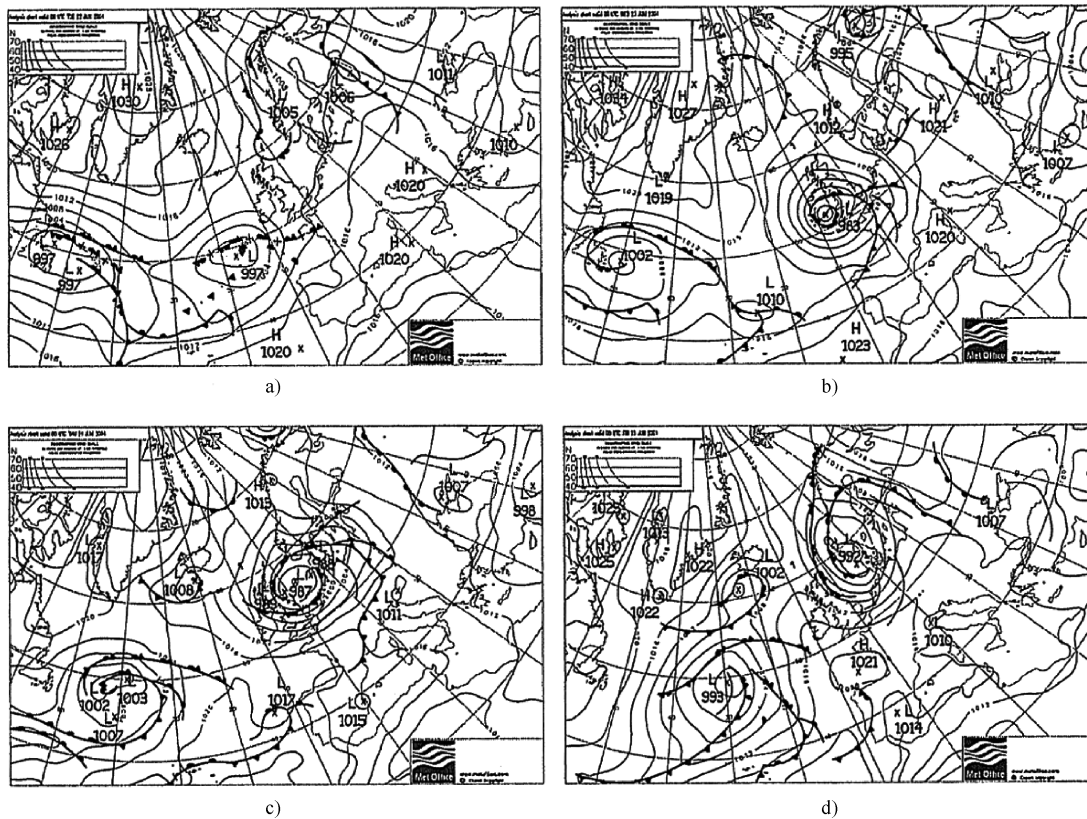


图 5-13 2004 年 6 月 22 ~ 25 日的欧洲天气地图

a) 2004 年 6 月 22 日 UTC00:00[⊖] b) 2004 年 6 月 23 日 UTC00:00 c) 2004 年 6 月 24 日 UTC00:00 d) 2004 年 6 月 25 日 UTC00:00

⊖UTC——协调世界时(Universal Time Coordinated), 又称世界统一时间, 世界标准时间, 国际协调时间。——译者注

人们对风的变化性的兴趣经常比风的实际发电量更高，因为它会给常规发电厂带来额外的负荷跟踪负担。图 5-14 给出了观察到的某个风电场从 15min 到 12h 的功率波动的频率或概率以及它的分布，为清楚起见使用了对数坐标。如在 5.2 节（及本章后面）所讨论的，这里考虑的时域反映了电力系统运行的时间框架。在 1~2h 内，风速的变化性会消耗和取代二级和三级备用。常规电厂的启动和加载时间取决于机组的当前负载，但通常为 3~8h。因此，4h、8h、12h 和更长时间的风速变化性可能影响调度决定。这是通常在每天都要进行的提前决定的机组优化组合。图 5-14 的各分布都是近似正态（高斯）分布，均值为 0，而标准偏差是时间尺度的函数。不出所料，随着时间层次的加大，出力 0 变化的概率降低了，时间尺度超过 1h 以后，发电功率变化超过 20% 可用容量的可能性更为普遍。

同样的信息也可以更明显地用累积分布图表示（见图 5-15）。对于提前时间 15min，风电功率波动很可能（概率大于 95%）小于风电场容量的 15%，而不太可能（概率大于 99%）超过 30%。同样的情况也适用于 30min、1h 和 2h 提前时间，只是最可能的最大变化分别提高到了 26%、34% 和 44%。在 4h 之内，出力最大变化 20% 的概率仍然高达 67%，但变化更大的可能性显著提高。最后，在 12h 时间内，出力变化小于 10% 的情况仅占全部时间的三分之一，而风电出力变化为 50% 或更大的概率几乎超过 20%。

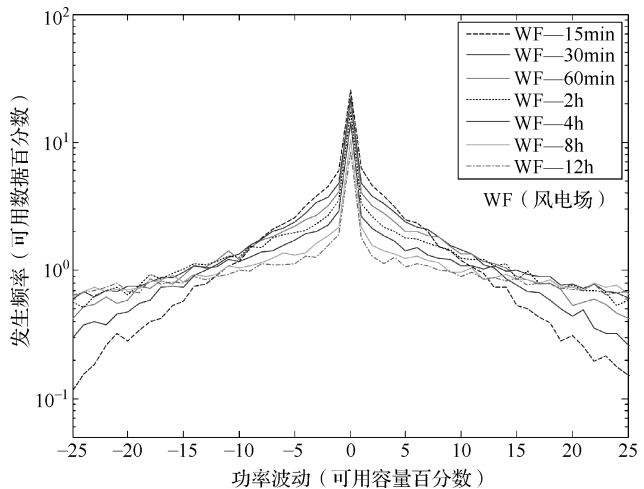


图 5-14 单个风电场的功率波动——变化性

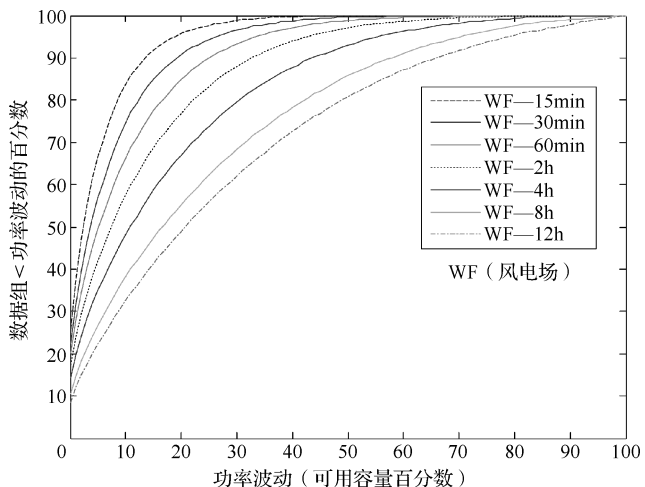


图 5-15 单个风电场的功率波动——累积分布

5.3.2.3 风电场的区域变化性

如果分布在广大区域内的几个风电场组合在一起,则观察到的归一化出力变化性就会降低。现在考虑气候前锋比如以 8m/s (29km/h) 速度穿越一致地形的情况。如果扰动发生在气候前锋,则在 29km 远的地方会在 1h 后感受到同样的扰动。因此,如果把风电场散布在广大区域,就很可能产生一定程度的平滑作用。当然,风速高时,扰动延时会缩短,风速低时,扰动延时会加大,但它们的效益仍然是存在的。同样,在一个风电场内,各台风电机组的物理间隔意味着它们各自的风况也略有不同(即有时间差),因此与单台风电机组相比,风电场的组合出力会比较平滑,变化也较小。

图 5-16 将北爱尔兰地区容量相同的 5 个风电场的归一化出力与全部 5 个风电场的平均出力(实线)做了比较。各风电场位置之间的距离从 40km 到 120km 不等,每两个风电场之间的平均距离约 65km 。可以看出,它们的综合出力远比任何单个风电场的出力平滑。单个风电场 30min 变化的标准偏差范围为风电场容量的 $5.5\% \sim 8.4\%$ 。而集群风电场出力的标准偏差下降到 3.2% ,肯定了多样化的效益。

一项类似研究使用了丹麦陆上和海边风电场的测试结果,考查不同拓扑结构下风电功率的梯度(15min 变化)(Pantaleo 等, 2003)。对于分散在三个地点的 1000MW 容量来说,它的变化性降低了 50% ,而假定完美的地域分散性可以使功率变化梯度再下降 20% 。

考虑北爱尔兰地区的全部风电场,可以建立与图 5-15 类似的累积分布图。加大考虑区域后,短时和局部的风速波动将不再相关,因此可以得到更大程度的平衡。因此,从电力系统来看,风电功率波动的最大幅值将会降低(见图 5-17)。对于 30min 的延时,风电功率波动的幅值很可能小于风电场容量的 7% ,而且不太可能超过 11% 。与单个风电场的变化性相比,这两个数字都有显著改善。类似地,在 1h 、 2h 和 4h 之内,北爱尔兰的最可能最大变化分别是风电场容量的 13% 、 20% 和 32% 。即使在 12h 内,它的最可能最大变化也不过是风电场容量的 56% ,而功率变化为 30% 或更大的概率仅为 23% 。

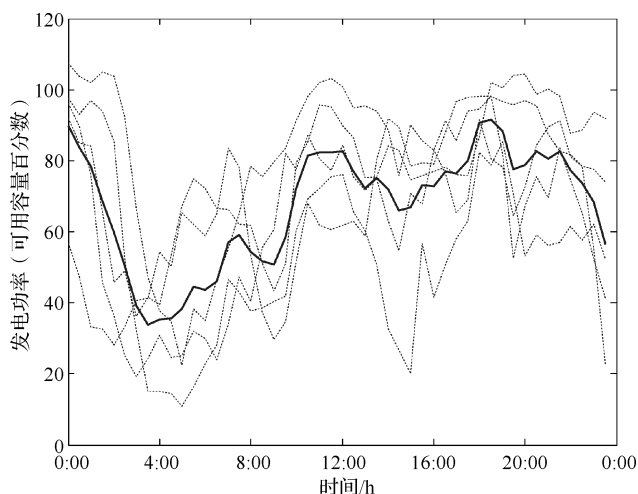


图 5-16 5 个风电场的功率变化——24h

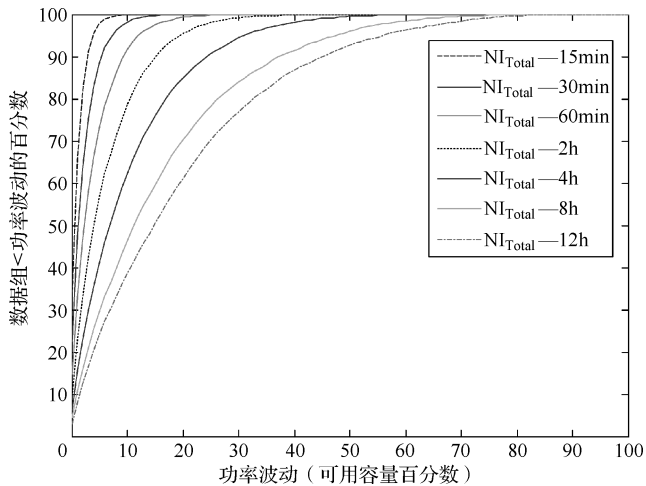


图 5-17 北爱尔兰的风电功率波动——累积分布

5.3.2.4 全岛风电场的变化性

对于整个爱尔兰岛，现在可以给出它的累积分布图（见图 5-18）。它与北爱尔兰地区的图 5-17 和单个风电场的图 5-15 形状相似，但它的归一化变化性进一步降低了。对于 60min 延时的情况，风电功率波动幅值最可能小于风电场容量的 8%，而不太可能超过 11%。可以将这两个数字与北爱尔兰地区的 30min 变化加以比较。对于 2h 和 4h 的情况，最可能的最大变化分别为风电场容量的

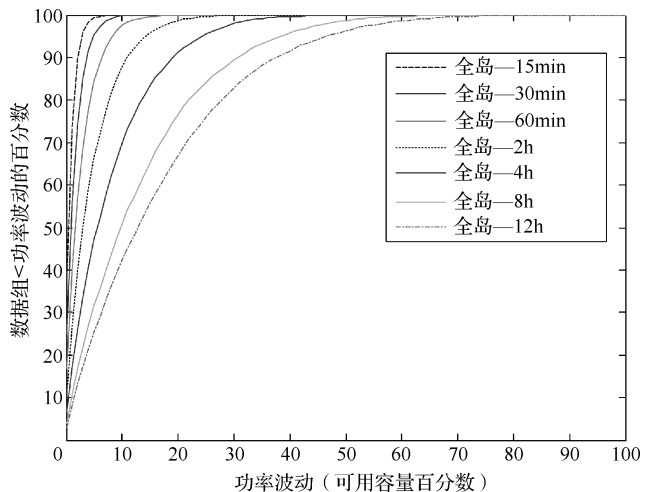


图 5-18 爱尔兰全岛的风电功率波动——累积分布

的 15% 和 25%，而它的风电场组合出力变化在相同的时间段内不太可能超过 20% 和 32%。即使在 12h 之内，波动超过 50% 的情况也小于全部时间的 5%，而在 2/3 全部时间内，同样的变化会小于风电场容量的 20%。

这些结果确认，风力发电的全岛性突然崩溃是极不可能发生的。这一规则的一个例外是，前行的风暴前锋可能触发风电机组高速风速保护，使整个电网停止发电。在爱尔兰岛，风速过高非常少见，而且多半是局部性的，因此这种情况是不可信的。然而，正如下面所说的，现在已经有很多可用手段来限制风的短时变化性。

把考虑区域从北爱尔兰（面积为 14000km^2 ）扩大到全岛（面积为 84000km^2 ），虽然地域面积大大增加了，但在变化性方面获得的好处并不像预期那样巨大。这主要是因为风电场地点集中在爱尔兰岛的西北部。这个区域的一部分属于北爱尔兰，一部分属于爱尔兰共和国（见图 5-8）。然而，一个相反的因素是，北爱尔兰的大部分风力发电设备是对风速变化很敏感的老式定速感应式风电机组，而爱尔兰共和国最常用的机组则是双馈感应发电机（DFIG, Doubly Fed Induction Generator）。新风电场多半聚集在现有风电场附近，因此缺少地域分散性的好处。对于爱尔兰来说，据估计，风电场装机容量为 850MW 就达到了多样性好处的最高点（SEI, 2004）。能使这一阈值提高的一个因素是加大海上风力发电的渗透率——一般来说，两个陆上风电场址之间的相关性要大于一个陆上风电场与一个海上风电场之间的相关性。在适用情况下，风电场选址于不同地形和具有不同气候模式（如丘陵、海边和沙漠）也可能获得类似的效益。

对风况变化性进行定量的另一个方法是确定风力发电部分出力的频率分布。图 5-19 是单个风电场、北爱尔兰地区和爱尔兰全岛的负荷时间曲线。三条曲线形状非常相似，唯一区别在最高和最低极端值部分。首先考虑单个风电场，它有一个约为 20% 的可定量时间段，这段时间里它的总发电量几乎为零，原因是维护停电以及无风天气。同样，对于全部时间中的 2%，风电场运行于最大出力，因为风速超过额定值时，它的出力会被有效削减。进一步增加风电场数量的效应是使负荷时间曲线平坦并消除极端值。风电功率等于 100% 可用容量的含义是全部风电场都运行于 100% 出力。因此，考虑北爱尔兰地区，它的风电场出力为 50% 及以上的时间占 32%，而且出力从不会超过 95%。对于全岛来说，这种趋势不变，风电场出力为 50% 及以上的时间占 29%，而且出力从不会超过 92%。同时，全岛风电出力超过容量 10% 的时间占 78%，而对于北爱尔兰地区和单个风电场来说，相应的数字降低到 76% 和 70%。

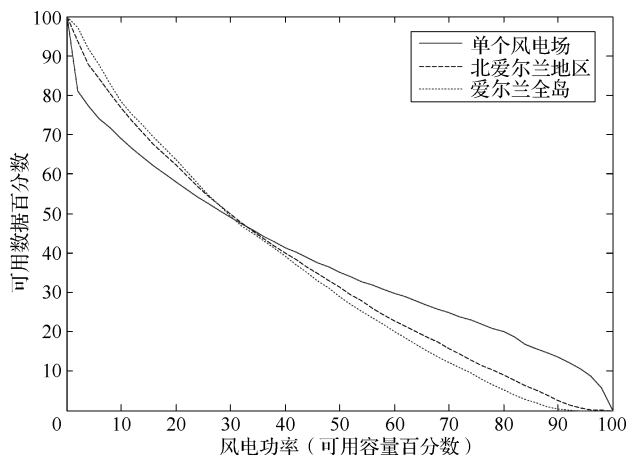


图 5-19 负荷时间特性曲线——单个风电场、北爱尔兰地区和爱尔兰全岛

系统需求与风电出力一样，也是一个高度变化的量，也可以像图 5-18 那样，在从 15min 到 12h 的不同时间尺度上表示出它的累积分布。这种情况下，在特定时间尺度上的负荷变化被确定为占这段时间内系统平均需求的比例。正如所预期的那样，加大所考虑的时间尺度得到的结果是变化加大的可能性更高。例如，需求在 15min 和 30min 内的波动会是随机的、不相关的——99% 的变化分别处于系统需求的 6% ~ 11% 之间。尤其是对于时间尺度为 4 ~ 8h 的情况，变化显著的概率相当高，它们发生系统需求 30% 变化的时间占全部时间的 17%（4h）和 42%（8h）。然而，这种变化主要是源于需求模式中每天的清晨负荷升高和傍晚负荷下降。系统需求预测的可信度很高（误差为 1% ~ 2%），而且如 5.2 节所讨论的，风电机组可以通过调度来应对这种变化。

将图 5-18（风电功率波动）与图 5-20（系统需求波动）加以比较，第一眼的印象是，全岛风电功率的大规模变化远较系统需求的大规模变化频繁。然而，如假定系统年平均需求为 3600MW，而风电场的全年平均装机容量为 300MW，就可以把相对变化（百分数）近似变换为绝对变化（MW 数）。在 15min 尺度下，系统需求变化的 90% 小于 120MW，而风电变化的 90% 小于 6MW。类似地，在 60min、4h 和 12h 内，系统需求/风电功率 90% 概率的预期变化分别为 390/20、1200/57 和 1950/120MW。显然，系统需求变化起主导作用。尤其是风电功率的短时（15 ~ 30min）变化会占用调节备用，随着风电渗透水平的加大，这种情况会愈加显著。

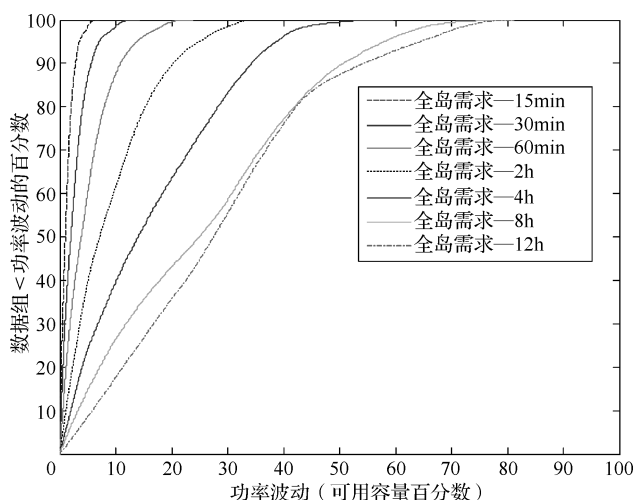


图 5-20 爱尔兰全岛的系统需求波动——累积分布

5.3.2.5 区域变化性的管理

北爱尔兰地区和爱尔兰共和国之间的系统互联是有限的，仅有两条额定功率为 600MW 的 275kV 平行线路和另外两条额定容量总共为 240MW 的 110kV 线路。此外还有一条将北爱尔兰系统与苏格兰相连的 500MW 高压直流联络线，但该联络线的主要配置是提供电量而非辅助服务。因此，评估风电跨界输送是否能使各自区域看到的变化性降低是人们感兴趣的。图 5-21 是北爱尔兰风电功率与爱尔兰共和国的风电功率关系的散点图。可以看出，两个区域之间的风电出力相关性很强（在 15min 滞后时间为 92%），意味着两地区互联得到的效益会很小。这可能是因为风

电场高度集中在爱尔兰岛的西北部，占风电渗透的 50%。这一地区的一部分位于爱尔兰共和国，其余部分位于北爱尔兰，因此使两地区的总体相关性很高，时间滞后也很小。两地区风电出力的最大散布区在与中等风速区重合的中等出力范围内，与风电机组功率曲线的敏感度一致（见图3-3）。

互联作为风电变化性的平衡机制是否有效及效益有多大，还可以通过确定两地区间潜在的电能净交换量来加以评估。考虑北爱尔兰地区的风电出力在 15min 内增加

10MW，而爱尔兰共和国地区的风电出力在同一时间内增加 6MW。如果两地区没有电气互联，则总变化量为 $10\text{MW} + 6\text{MW} = 16\text{MW}$ 。有互联时，南北输送功率 6MW 可将净变化量降低为仅 4MW。图 5-22 是对于 15min、4h 和 12h 的时间长度来说，使全岛变化量最小所必需的输送功率。在 15min 内，在两个方向上必需的输送功率仅为 2 ~ 3MW，但提前 12h 时，这一数值会加大到 7 ~ 10MW。

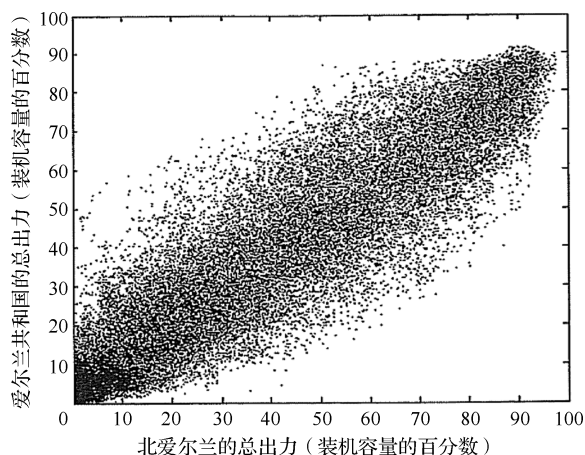


图 5-21 北爱尔兰与爱尔兰共和国的风电功率变化性的关系——散点图

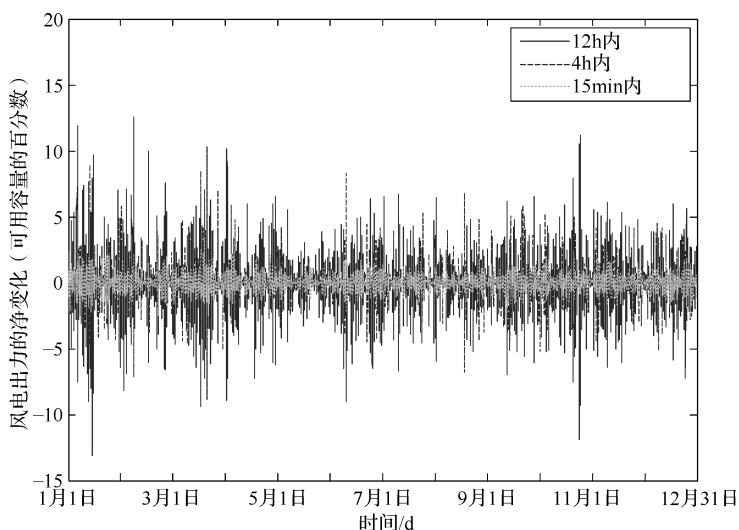


图 5-22 北爱尔兰/爱尔兰共和国的风电功率净输送

这些变化的累积分布示于图 5-23。看提前 15min 的情况，互联可使约 20% 时间的变化量降低 50%，而只有 4% 时间可以降低 90%。类似地，对于 12h 的情况，变化量降低 50% 的时间是 8%；降低 90% 的时间为 2%。在这种情况下，尽管互联降低全岛变化量的潜力很有限，但它的替代前景是比如增加了 1% 互联容量的备用，因此也可以提供很大可用效益。北爱尔兰和苏格兰之间已经存在直流互联，而人们正在提议在爱尔兰共和国与威尔士之间建立类似的互联。然而，将爱尔兰与大不列颠两岛连为一体尽管肯定可以覆盖很大地域，但初步分析认为，从降低风电变化性角度来看，它的效益是有限的——当爱尔兰岛的风电功率低于可用功率 10% 时，大不列颠岛的风电功率在 94% 时间里也低于容量的 10%（Gardner 等，2003）。

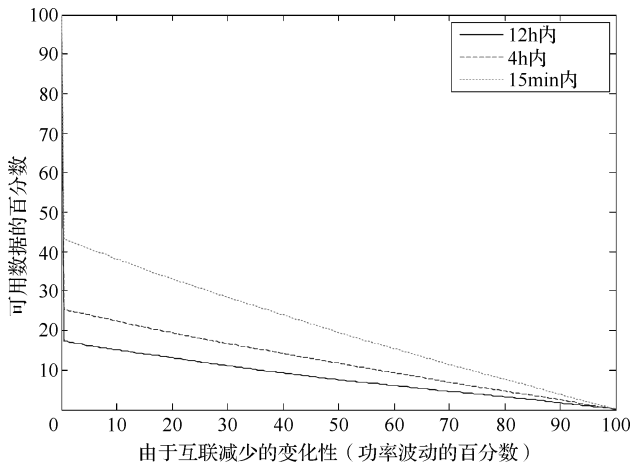


图 5-23 北爱尔兰/爱尔兰共和国的净输送风电功率——累积分布

5.3.3 系统运行和风的变化性

如同风力预测以及希望准确预测在期望时间段内的风力分布一样，风电出力也显示出明显的变化性。即使风电出力能够准确预测，运行含时变电源的电力系统的任务也不会改变。它可能影响常规发电机组的调度和旋转备用及其他辅助服务要求。在系统层面，可能更关注净需求的变化而非风的变化性。净需求可定义为需要由常规发电能力满足的系统需求，其他则由风力发电机或其他变化可再生能源来提供。可能有些时段加大的风电出力被系统负荷加大所抵消，还有些时段风电出力减少会因恰好系统负荷加大而使情况恶化。丹麦西部数据的分析认为，大部分时间（占 52%）风电出力会随系统需求而上升或下降（Milborrow，2004）。电力部门经常最为关注的是风电出力大规模降低与每天清晨的负荷升高重合。5.3.2 节说明，对于爱尔兰系统，在目前风电渗透水平下，净需求的变化性与需求变化性非常相似。其他电力系统也得到类似结果（Hudson 等，2001）。由此可知，净需求变化的短时方差 $\sigma_{\text{净需求}}^2$ 是风速时间系列的方差 $\sigma_{\text{风速}}^2$ 与系统需求时间系列的方差 $\sigma_{\text{系统需求}}^2$ 之

和, 即

$$\sigma_{\text{净需求}}^2 = \sigma_{\text{风速}}^2 + \sigma_{\text{系统需求}}^2$$

它假定它们在统计上是相互独立的过程。因为系统需求主要由清晨负荷升高和傍晚负荷下降主导, 所以在风电渗透达到显著水平之前, 净需求方差主要由系统需求项决定。然而, 尽管周末清晨负荷升高等特点会导致很高的变化性, 但它们在很大程度上也是可预测的。例如, 在爱尔兰, 上午6点到9点之间, 清晨负荷升高在冬季为1200MW, 夏季为1100MW, 都几乎为需求升高的50% (见图5-10)。承认这种每天的负荷模式, 风电机组可以在白天的适当时间调入在线, 然后在傍晚需求下降时切除。尽管预测技术在不断改进, 但风电功率预测却不能达到同样的可信度, 如第6章所述那样。

把风力发电容量并入电网运行之前, 必须了解风电功率的可能变化性。5.3.2节给出了爱尔兰电力系统的风电变化性简要分析。对于足够大的区域, 即使在风暴或严酷气候条件下, 风电功率也不会突然出现或消失。相反, 对于世界上很多国家和一些国家组合的研究表明, 在不同时间长度下, 它的(概率)极限可以置于很可能变化率和最大变化率上。考虑的面积越大, 风电功率的这种转变就越平缓, 对系统运行的冲击就越小。

从数十秒到数十分钟的时间尺度上, 风电出力的变化一般很小, 因为各台风电机组和各风电场处于稍有不同的风况下, 有平均作用。所考虑的电网覆盖面积越大, 固有的负荷波动越大, 则它对负荷变化性的影响就越小(如果有的话)(Dany, 2004)。在丹麦和德国, 每1000MW风电装机的风电功率最大梯度为4MW/min升高和6.5MW/min降低(Milborrow, 2004)。与典型的负荷变化相比, 这种升降率通常并不显著, 例如, 在德国, 在极端条件下, 由于风电功率下降, 为保持系统平衡, 每100MW装机容量需要的调节备用为6.5MW。如果一直保持最高上升率(30min × 6.5MW/min = 195MW), 则备用就会很快耗尽, 但这种情况发生的概率是微不足道的。二级备用的形式是部分负载火电机组, 它们可以被调用来接替已被消耗的一级备用。而在此期间, 一级备用需求主要是失掉常规发电机之后的快速备用(见5.2节)。很多研究都表明, 风力发电对这种短时备用需求的影响很小(DENA, 2005; SEI, 2004)。

在15~60min时段, 风的变化性变得更加显著, 正如第6章讨论的那样, 风在这种时间框架下的变化不容易预测——持续法(persistence method)通常比气象法更成功。风电机组出力的最大变化发生在它的发出功率处于20%~80%额定值, 运行于功率曲线最陡部分时, 如图5-24所示。该图是从图3-3修改得到的。如果风速很低, 即对于很多风电机组来说处于切入风速以下, 则风速的小变化对风电功率的影响不值得考虑。同样, 如果风速很高, 大部分风电机组运行于接近额定出力, 则风速的小变化对风电功率的影响也很小, 因为对于不同的设计来说, 风电机组叶

片的桨距控制和失速控制会确保设备额定值不被超过。然而，在中等风速范围内，风速与风电功率成三次方关系，这意味着风速的小变化也会导致风电出力的较大变化。

地域分散性也会产生平滑作用，因此，比如在爱尔兰，1h 内的出力变化最高仅为 8%（见图 5-18）。同样，在英国，变化低于风电总装机容量 2.5% 的情况最可能发生在 1h 之内——而每小时 20% 出力变化很可能每年仅发生一次（ECI，2005）。

如果考察面积进一步加大，则变化性通常会降低。例如，在德国，出力的一小时最大变化极少（ $< 0.01\%$ ）超过风电场容量的 20%，其标准偏差仅为 3%（Gardner 等，2003）。对于北欧四国（挪威、瑞典、芬兰和丹麦东部——它们构成北欧电网），一小时最大变化会降低到装机容量的约 11%，98% 时间的变化降低到装机容量的 5%（Holtinen，2005a）。

如果风电渗透达到 5% ~ 10%，则风电的变化与短时需求的随机变化就具有可比性（见图 5-20）。那时人们关注的将不仅是变化的幅度，而且还会关注变化的速度，因此就会对常规发电方式提出动态要求（见图 5-25）。这样就会提出额外调节/二级备用的要求——对于 10% 的风电渗透，它通常约为风电装机容量的 2% ~ 10%（Holtinen，2005b；ILEX Energy Consulting and Strbac，2002；Parson 等，2004；SEI，2004）。例如，在英国，假定风电渗透为 10%，则据信需要相当于风电容量 3% ~ 6% 的备用（ILEX Energy Consulting and Strbac，2002）。假如风电渗透为 20%，则这一数字会上升到 4% ~ 8%。同样，对于爱尔兰系统，假定风电装机为 1300MW（风电渗透约为 10%），则二级备用目标会提高 5% ~ 6%；对于 1950MW 的风电装机，二级备用会提高 9% ~ 10%（SEI，2004）。备用要求的大幅度变化取决于发电厂构成的固有灵活性，以及风电预测时间长度与电力市场运作的互作用（见 5.3.4 节与第 7 章）。显然，对于基于水电的电力系统，市场控制的影响和成本会小于基于（部分负载的）燃烧化石燃料及核电的系统。市场配置的范围包括从每小时预测到天

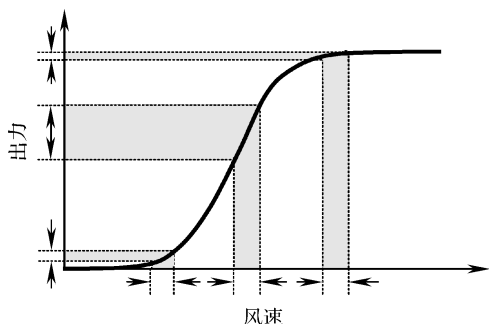


图 5-24 风电机组的功率曲线

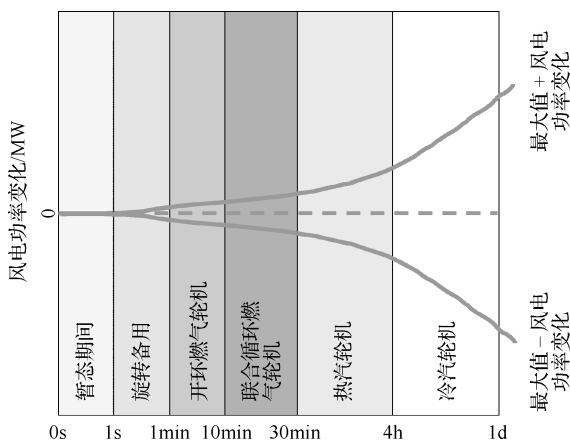


图 5-25 风电变化与电力系统时间尺度的关系

前预测,这也会极大地影响与预测相关的误差,因此既需要二级备用,也需要三级备用/替代备用。风电渗透很低时,每小时的风电变化很容易用现有电厂优化配置来解决(无附加成本)。渗透水平加大会要求增加部分负载的电厂和专门备用,因此会带来额外成本,但这可以通过现有发电能力解决。例如,德国 DENA 对 2020 年前景的研究认为,无需新增配套电厂来调节风电的变化性(DENA, 2005)。假设采用的是天前预测方式,对于 2015 年渗透水平为 14% 的情景,他们对以一小时内的一级和二级备用方式提供的天前备用需求做了估计。需要的正调节平均值为风电场装机容量的 9%;最大值为 19%;相应的负调节平均值为 8%,最大值为 15%。与之相比,2003 年时风电渗透为 5.5%,平均需求为风电场装机容量的 +9% 和 -5%,最大需求为 $\pm 14\%$ 。对于北欧电力系统,当风电渗透为 10% 和 20% 时,按保守估计,1h 备用需求分别增加 2% 和 4% (Holtinen, 2005b)。显然,北欧电力系统的地域分布要大于德国(降低了变化性),而市场运作使有关方只能在一小时前介入,从而减少了预测误差。

对于像爱尔兰这样的孤立电力系统,它的地域和电力需求都不大(前者加大了风电变化性,后者降低了系统灵活性),因此促使人们更多使用快速启动的 OCGT 和柴油机组。但即使 OCGT 效率为 40%,它的经济和环境论据也不是显而易见的。压缩风电出力和升降速度限值是可用的替代选择。

提前 1~12h 预测的风电功率变化很显著,因为它们会影响常规发电的调度。风电变化性应与常规发电的冷启动时间相比较。它达到满出力运行可能需要 6~10h。在爱尔兰,4h 和 12h 期间的最大变化为风电场容量的 64%~100% (见图 5-19)。在德国,提前 4h 的变化是风电装机容量的 50%;如提前 12h,则变化上升为 85%。在北欧地区,即使时间长度再加大,最大变化也只有 50% (Holtinen, 2005b)。然而,在这里使用风电预测工具也是有帮助的,尽管预测的不确定性会随着时间长度而加大。需求预测也可能具有一定的不确定性,但它的幅值很可能要小很多。因此,不是风电在这一时间长度上的变化性,而是与风电预测相关的误差导致了调度困难。

令系统运营商关注的一种情景是风速超过切除风速的风暴前锋过境,这会使风电机组在几分钟内从满出力变为停机。实际上,这种情况很可能只发生在很小地域。风力发电的固有分布性意味着停机会发生在几小时期间,而非瞬间。例如,在英国,高风速($>25\text{m/s}$)极为罕见,对于多数站址,它的概率低于 0.1%。从未出现过整个英国同时都发生高风速的情况(ECI, 2005)。实际上,从 1970 年以来,风力最强的 1h 也只影响了英国约 43% 的地域——这是一个预期每 10 年发生约 1h 的事件。类似地,2005 年 1 月 8 日,席卷丹麦的风暴导致风速超过 25m/s ,风电功率下降了将近 2000MW,但持续时间约 6h (Bach, 2005)。当然,世界上某些风资源相当好的地方也会产生问题。例如,在新西兰,风速在 10~12m/s 范围的场

址相当普遍，平均每 3 ~ 4 天风速会定期超过 25m/s (Dawber 和 Drinkwater, 1996)。更为普遍的看法是，海上风力发电的预期增长也意味着（陆上）分散发电的现有效益可能会下降。下面将说明，在严重风暴条件下，如果没有控制行动干预，大型海上风电场址发出的功率会在 1h 之内全部丧失。

5.3.3.1 系统互联

降低风电区域变化性的一个很方便的方法是系统互联。同步互联可以得到一个直接好处是，广大区域内的负荷和发电能力聚合在一起，显著加大系统在严重暂态条件下的旋转惯性，降低每个区域必须承担的备用负担。因此，人们相信，风电的大规模集成比孤立的或同步连接的系统更容易。它的逻辑过程如下：风电变化性会随考虑的区域加大而降低，单个风电场的出力被集合在一起。所以，尽管爱尔兰的风电功率变化性很大，但与大不列颠放在一起考虑变化就会有效降低。把这一过程再进一步用于（如）欧洲大陆，就会产生随时间变化越来越小的资源——风总是会在某些地方刮的！因此他们断言，只要多加互联，风电就可以从多产区送到低产区。

丹麦是一个作为 UCTE 欧洲电网成员单位获益的重要实例。它与德国、挪威和瑞典等邻国都有输电联络线，这使丹麦的风电渗透率达到了 20% (Lund, 2005)。丹麦西部的风电渗透率为近 25%，它的风电瞬时功率曾达到全国的 70%。其余发电功率的约 60% 由 CHP (Combined Heat and Power, 热电联产) 机组提供。但很多 CHP 机组是按热需求和每天的分时计价情况而非按电力需求的要求运行的。因此，在执行电网稳定和备用任务方面，它只占常规发电的很小部分。结果丹麦的外部联络线既用于过剩电力的外送，也用于进口旋转备用能力。

然而，出于多种原因，扩大系统互联不能解决围绕风电变化性产生的问题。以欧洲 UCTE 电网为例，电力交易发生在国家电网之间，按协议规定要提前 24h。输电容量会提前保留以满足协议要求。发电的自动控制（见 5.2 节）用于控制区域内，以确保跨界潮流符合规定。可能存在利用互联容量释放多余发电功率及填充风电短缺的诱惑。假定少量互联容量可以用于消纳风电的不平衡，但却很可能因不符合协议约定的电力交换而受到惩罚。在输电网阻塞时，把多余风电放弃可能比构建附加的互联容量来获得相关的少量电力更划算。例如，在丹麦，人们越来越意识到，在限制电力出口能力时，依靠外部电源来调节功率是有风险的，而且代价昂贵。他们考察了国内电源，把重点放在集控 CHP 机组上，在高风速期降低它们的发电功率，并用分布式小型 CHP 执行负荷跟踪任务 (Lund, 2005)。

相邻国家之间的互联经常是有限的，而且近年来风电场场址的扩展通常并不能与互联容量的增长相匹配。例如，德国北部的风电场已经高度集中，石勒苏益格—荷尔斯泰因 (Schleswig-Holstein) 州以它的 1800MW 风电装机提供它需求的 30%。随着德国雄心勃勃的海上风电场建设规划的实施，这一比例还会增长 (DENA,

2005)。因此，它与荷兰、法国、丹麦西部和波兰的互联会经常过载。同样的困难也存在于风力资源丰富的苏格兰与英格兰之间。这里，向南送电可能受限于现有的苏格兰——英格兰互联线及英格兰北部的输电网。而爱尔兰的情况则完全不同。由于风电场集中于西北部，所以它的互联很少有机会流过风电潮流。当然，爱尔兰的系统也可能因互联有限而受到不利影响。位于意大利西部海上的撒丁岛经过科西嘉岛以一条 300MW 的海底电缆与本土电气连接。估计它的风力发电也会有显著增长（Pantaleo 等，2003）。它现有的燃烧沥青的基荷电厂调节能力很有限。在将来，当负荷跟踪要求很高（清晨负荷升高和傍晚负荷下降）以及当地负荷较低时，就可能要求限制风电出力。

图 5-26 对一些欧洲国家相对于它们的人口数量和风电输出能力的风电装机容量做了比较（Rodriguez 等，2005）。前一个量是相对于电力系统规模的风电装机容量的间接指标。对多数国家，相对于现有的风电渗透水平来说，显示出的风电输出能力很高，意味着它处于外部调节范畴。然而，人们最感兴趣的国家是丹麦、德国和西班牙。显然，丹麦的风电场密度最高，但它占有了 75% 的互联容量。在 2004 年底，德国和西班牙的风电装机容量分别为 16.6GW 和 8.3GW。然而，对于德国，虽然它可以转化为约 85% 的相对输出能力，但对于西班牙来说，这一数字却是 250%。换句话说，西班牙降低了它来自邻国的瞬时支持机会。在 2005 年，西班牙的风电容量又增加了 1764MW，在欧洲仅次于德国（1808MW）。葡萄牙和西班牙的输电运营商联合进行了一项系统扰动后突然失去风电容量的影响研究。来自相邻区域潮流的增长可导致有限的互联容量过载，包括从西班牙到法国的联络线，这就要求在一定运行条件下限制风电出力（Peças Lopes，2005）。爱尔兰也给出了一个有趣的例子。尽管它与苏格兰通过一条海底 HVDC 相连，但市场安排使频率控制和备用保证无法使用（SEI，2004）。因此，除非情况紧急，爱尔兰与大不列颠是动态隔离的。

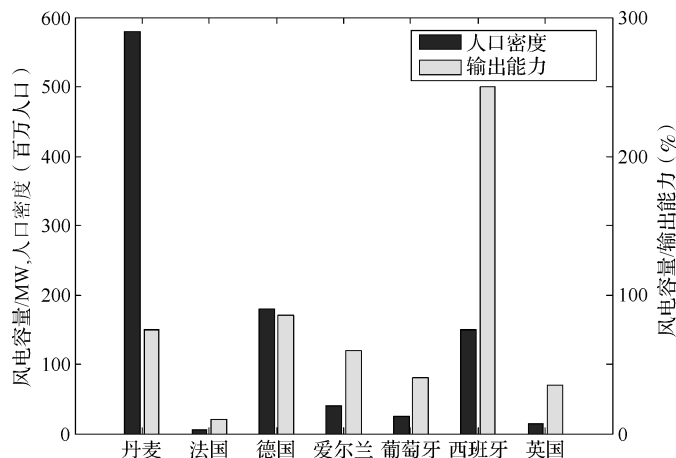


图 5-26 一些欧洲国家的互联能力

风力发电的容量系数很低（通常为 30%~40%），这也不利于进一步发展互联。除了丹麦和苏格兰等年发电量超过当地需求的国家，风电过剩可能发生在低电价的低需求期。所以风电大规模进出口很难证明输电投资的合理性。因此，假如新建输电容量以解决偶尔发生的大规模风电不平衡问题在经济和环境方面都有困难，那些雄心勃勃要大力发展风电的国家就必须很大程度上在它们自己电网的内部解决将会发生的发电不确定性和变化性问题。但对这种说法也有一个潜在的警告。欧盟委员会已经确认系统互联不足是欧洲电力市场有效竞争的主要壁垒。在 14 个 EU-15[⊖]成员国中，有 12 个成员国的最大三个电力企业占有了三分之二的市场，而这三个电力企业的发电市场平均份额为 76%（EWEA）。欧盟委员会和欧盟理事会提出的解决方案之一是互联容量应等于装机容量的 10%。当然，增加进口会降低这些企业的支配地位，它的附加作用是会增加从西班牙到德国北部及相反方向的风电转送能力。

5.3.3.2 风电机组升速控制

并网导则通常会规定常规发电的功率最小上升速度。在爱尔兰，这一要求设定为每分钟登记容量的 1.5%，或每小时 90%；而在作为 UCTE 互联系统一部分的荷兰（TenneT[⊖]），它的这一目标是每分钟登记容量的 7%，保证在 15min 内达到满出力。加速控制要求将基于已知的系统需求变化性，以及发电机对系统本身的相对容量。然而，考虑一个傍晚负荷自然下降，而常规机组相应降低出力的案例。如果风电也在同一时间提高出力，那么常规发电厂是否足够灵活，足以平衡系统负荷？风电出力是否要提前限制？常规发电是否该早些解除配置？清晨需求上升时也会出现同样的问题。一般来说，常规发电确实能够应对最大时间段为 1h 的最不利情景下的功率升速（时间段更长的话，需要备用发电能力）。但审慎的办法是，随着风电渗透率加大，要对风电功率升速加以严格限制。这种限制适用于所有情况（如风电机组启动，正常运行及停机）。单个风电场的功率变化性也会导致局部电压问题，如第 4 章所述。

交错接入可以防止几台风电机组同时启动，因此可以不必降低初始加载速度的限值（见 4.2 节）。某些并网法规，如 ESBNG（爱尔兰）和 E.ON（德国），要求风电机组加速不仅与启动期要求相符，还要符合正常运行要求。它还提出，在频率较高——说明供电量超出时，风电机组最好不要启动。在爱尔兰，频率升速控制器设置为：频率为 50.2Hz 及以上时，风电机组不得加速，并暗示这一要求也包括风

⊖ EU-15 指欧盟 1995 年扩大后，至 2004 年再次扩大前的 15 个成员国，包括比利时、法国、德国、意大利、卢森堡、荷兰、丹麦、爱尔兰、英国、希腊、西班牙、葡萄牙、奥地利、芬兰和瑞典。——译者注

⊖ TenneT，荷兰电网运营商。——译者注

电机组启动。

交错停机是交错启动的自然补充, 尽管不那样直截了当。风电机组可能因风速过高而停机, 所以停机延时意味着增加维护成本。现代风电机组的典型切除风速是 25m/s 。风速超出这一数值时, 风电机组会停机或降低出力。风电机组控制系统中通常会引入一个延时环或编程延时, 使得在切除风速阈值附近小的风速变化不会要求风电机组持续启停。风电机组重启可能要求风速(滞后)下降 $3\sim 4\text{m/s}$ 。目前的风电机组设计注重风电机组在这种高风速条件下的连续运行, 当风速趋近 35m/s 时, 电气出力会逐渐受到限制, 如图 5-27 所示。这种方法可以缓解风的变化性, 同时增加极端条件下捕获的能量。

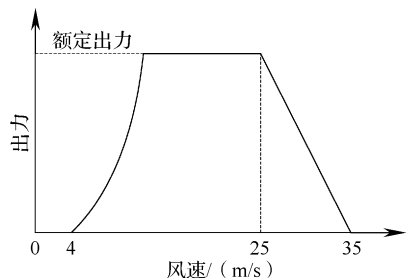


图 5-27 修改后的风电机组功率曲线

系统运营商可能要求风电场内的单台机组有明确(但相似)的切除风速, 给出逐渐而不是突然的风电场出力下降表述。2002 年 2 月 26 日, 德国 E.ON 电网因高风速保护动作在几小时里损失了 2500MW 风电功率。结果丹麦的 Energinet 和瑞典的 SvK (Svenska Kraftnät) 等输电运营商都要求高风速不得导致全部风电机组同时切除。向区域控制中心发出可能超速条件的早期预警可能也大有好处。在较高层次, 预测方法和天气警报可以提供高风速或风暴即将来临的迹象。苏格兰先前的并网法规要求在 30min 内分级停机, 这可以保证风电功率降速不会过快。然而, 对于交错停机和低风速情况, 提前行动则意味着损失电量。

在风电机组是可操作的情况下, 调节风轮桨距角很容易控制风电机组的正升速(见图 5-30a)。这种操作可以每台机独立实施, 也可以整个风电场协调实施。但(被动)失速控制的风电机组的出力却不大容易控制。然而, 在风速超过额定值时, 视桨距控制系统的配置和设计的具体情况, 失速控制风电机组通常会表现出低幅度波动。德国(E.ON)规定的最大升速为每分钟风电机组额定容量的 10% , 而爱尔兰规定了两个定值—— 1min 升速和 10min 升速。 1min 升速目前设定为每分钟登记容量的 8% (不小于 4MW/min , 不大于 12MW/min), 而 10min 升速为每分钟登记容量的 4% (不小于 1MW/min , 不大于 6MW/min)。在英国, 升速要求按风电场容量规定——风电场容量不大于 300MW 的没有限制, 容量为 $300\sim 1000\text{MW}$ 的为 50MW/min , 容量超过 1000MW 的为 40MW/min 。在有效提醒的前提下, 可以由输电运营商调节升速, 加大风电渗透比例。以爱尔兰为例, 它的两个设定值(每分钟的和每十分钟的)在 $1\sim 30\text{MW/min}$ 范围内都是独立变量。在 Energinet (丹麦), 在每分钟 $10\%\sim 100\%$ 风电机组额定值范围内, 升速应可以调节。

对于输电运营商来说, 在每天的需求高峰期之后, 例如, 在其余发电厂被要求跟踪总需求下降时, 这会是一个有用的工具。风电渗透率很高时, 人们也关注风的

变化性可能接近常规发电的最大升速。最后，限制负升速必须视为更具挑战性，因为它要求一定程度的预测。由于风速可能突然下降，因此限制分钟级时间尺度下的最大负升速会相当困难。然而，从理论上说，对于较长时间尺度（几小时）来说，这是可以做到的，如风暴前锋逼近前的大范围停机产生的更极端波动幅值是可以降低的。

5.3.4 系统运行模式

发生于不同时间尺度下（从几十分钟到几小时）的风的变化性，无论是未加预测和哪怕是已经做出预测的，都会对电力系统的经济可靠运行产生巨大影响。人们的主要关注在于电力供需必须连续保持平衡，同时又确保有适当的备用能力。人们在预测需求性能方面有丰富经验，可以以很低代价预测需求的可信波动（见 5.2 节）。大规模引入分布式、但却是变化的电源显然会影响常规发电调度和确保足够备用电源的实施操作步骤。很容易想到很多有挑战性的情景。例如，清晨负荷升高期间，负荷大量增加又遇上风电出力预测外的下降就会耗尽系统的备用裕量以及限制常规电厂升速的能力。另外，在低需求加预测外的高风电出力时，常规风电机组会逐步下降到它们的（低效率）最低出力。因此，如果风电出力被限制，是否会导致出现不经济的、还可能是高排放的配置？另外，假如维持风电出力，某些火电厂是否会解除配置？需要决定是尽量少用快速但昂贵的 OCTG 备用发电能力，还是限制风电或减负荷。

为简单起见，人们提出了两种极端的系统运行情况，即省燃料模式和风电预测模式。省燃料模式实际上是当前实际做法的延伸，把风电机组视为负的负荷设备（即它们是提供电量的）。这样它们就降低了系统的有效负荷，但不提供任何辅助支持服务。替代省燃料模式的方法是在机组优化组合过程中把风电预测直接包括进去。为方便起见，这里假定不要求限制风电出力，风力发电也不提供任何辅助服务，于是机组优化组合就仅基于净需求预测（等于需求预测减去风电出力预测）。它的优点是预测的风电功率比较大，会降低所需的常规机组组合，使系统运行成本效益更高，排放更低。

5.3.4.1 省燃料运行模式

假定系统运营商的结构是第 5.2 节所述的垂直组合的企业，它们通常只根据需求预测进行次日机组优化组合，并忽略风电的可能贡献。它随后的意图是，各台发电机组将随着预期的系统需求模式来启停。然而，在实时操作上，假定风电场是可操作的，因而能对电力供需平衡做出贡献，则常规电厂将随着风电的变化来降低出力，从而节省了燃料。这样，风力发电就被看成负的负荷，会导致系统需求超预测。如果一台或几台发电机组解除了配置，则燃料还会进一步节省，但由于担心风会停刮，并不会采取这种行动。这样做的结果是系统非常安全，备用水平很高，加强了负荷跟踪能力（由于有多台部分负载机组），因此这是一个很容易实施的解决

方法。然而它也有很多明显的缺点。

有时, 常规电厂会配置过度, 风电被迫限制出力以保证不破坏发电机的最低出力限制。对小系统来说, 在它处于低需求时, 这个问题尤其突出。忽略很可能的风电, 就可能需要使用少量大型(高效)发电机。如果风电输入量很大, 则可能要求限制风电出力。一个更昂贵但负荷跟踪灵活性更强的办法是运行大量小型(低效)常规机组。此外, 现在很多发电机都将是部分负载的, 会使机组热耗升高(它与燃料消耗率有关), 使(通过节省燃料)降低 CO_2 排放量的目的不能完全实现。例如, 人们认为烧燃料电厂的热效率绝对值降低5%~10%是正常的(Leonhard 和 Müller, 2002)。同样, CCGT 满载运行时具有高效率 and 低排放的优势, 但它运行于部分负载时两者的优越性都会显著降低。在高出力时, 燃料和空气会在燃烧前预混合。然而, 当它运行于部分负载(<50%~60%)时, 为维持火焰稳定, 就不可能做到这一点; 而且氮氧化物的排放也会急速增加(CIGRE, 2003)。

就长期结果看, 省燃料模式是实际假定风电可信容量为零。因此在满足需求预期增长方面不会降低(常规电厂的)资金成本。因此省燃料方法很容易实施, 但可能代价昂贵。然而, 尽管有这些缺点, 但这种保守的机组调度方法是大部分系统运营商的自然响应——当风电渗透率很低(如低于年供电量的5%)时, 这可能也是最好的方法。

5.3.4.2 风电预测模式

风电渗透率10%经常被引用为阈值数字。超过这一数值后, 部分负载的烧燃料机组的燃料成本和排放成本因素都会迫使风电被纳入每天的调度过程。然而, 由于风电预测的误差和风的变化性, 要想维持不考虑风电时的可靠性水平, 系统的备用水平必须略有增加。因此, 与风电预测方法配套的机组调度更喜欢灵活的小型发电设备。与省燃料模式相比, 它们可能被要求更快地启动或停机。

要使这种模式完全有效, 达到现有最佳状态, 需要使用基于气象学的风电预测工具, 预测时间长度最小为4h, 最好为24~48h。时间长度更长有利于有限的水电备用管理。长期预测的误差很大, 但比如12h预测的误差可以用增加机组启动的代价来弥补。预测时间更长有助于制定检修计划。对于短时间长度, 风电预测过于乐观会导致满足即时需求的在线发电能力不足或严重破坏系统运行备用。对被调度的常规发电设备还可能提出附加的负荷跟踪要求, 这会影响机组维护成本和设备预期寿命。一般来说, 风力发电预测不足不是系统运营商非常关注的问题, 因为被调度电厂可以解除备用(更接近省燃料模式), 而且如果需要的话, 可以把正加速用于足够多的风电场。

不大可能用增加启动常规电厂容量的方法补偿容量不足的情况: 汽包锅炉蒸汽电厂从启动到满负载通常需要2~4h(热设备)和6~10h(冷设备), 而对于直流电厂(once-through plant)和CCGT, 它们的冷启动时间会显著降低, 分别为3~4h

(直流电厂) 和 5~6h (CCGT)。OCGT 和柴油机的启动时间更短, 但它们的运行成本和 CO_2 排放量都更高, 因此更为昂贵。常规发电通常有很多写进联网协议中的与热启动、温启动和冷启动的成本有关的调度限制。各台机组的最少运行时间和一定时间内允许启动次数方面会有严格限制 (如每天两次热启动或最多每年 200 次), 最多每年 50/10 次热/冷启动。

所有这些都会限制机组运行的灵活性, 因而发电构成将决定所需的风电预测时间长度——机组越灵活, 机组优化组合决定就越可以后延。例如, 与主要由响应能力较差的设备 (如核电厂和 CHP 机组) 构成的电力系统相比, 有大量快速启动容量 (如 OCGT, 水电及抽水蓄能机组等) 的系统可以很容易应对大的预测误差。可以想象一个最优调度方案, 它的风电预测越准确, 相关的预测可信度越高 (两者都随气候模式变化), 系统运营商就越有信心依靠风电解除常规发电设备配置。例如, 在预测可信度较低时段 (通常与风暴前锋过境有关, 这时风电出力可能有大幅度快速变化), 上限可以定为可接受的风电数量, 而且对风电变化率设置严格限制。

正如在后面第 6 章 (风电功率预测) 讨论的, 对于最多提前 3~4h, 简单的持续预测法就可以相当不错地满足要求。这种方法假定风电出力会保持在当前水平。另一种方法是统计回归技术。它跟随风电出力的当前趋势, 它与类似时段的持续法相比有一定改善。然而, 对于超出 3~4h 的时段, 使用国家气象局的数值天气预报 (NWP, Numerical Weather Prediction) 模型会显著提高预测能力。NWP 的输出通常会馈入一个专门生成该地点风速和功率估值的单独模型。这里广泛使用两种方法: 使用物理公式和关系式来估计风电场出力; 或使用统计模型, 对短时预测有时用在线测量支持。随后提升这些结果的尺度来预测整个区域的风电出力。目前最新方法可以实现的 12h 平均预测误差为装机容量的 8%~10%, 它的预测性能随时间长度加大而有所下降。相比之下, 负荷预测的平均误差约为 1%~2%, 而且与时间长度关系不大。对于系统运行来说, 必须把风电预测误差与负荷预测误差合并, 因为这将决定对电力系统作为一个整体提出的附加调节要求。

因为风电预测误差很大程度上与需求预测误差无关, 所以总误差应小于各单独误差之和。图 5-28 是对爱尔兰某地点情况显著不同的三天进行的提前 36h 的风速预测, 以 1h 为一个时段, 从而可以进行实际值和预测值之间的比较。一般来说, 风速预测是合理的, 对较长时间来说, 性能有一定偏差。图 5-28b 表示的是相当异常的一天: 提前 10h 看, 实际风资源显著大于预测值。对于爱尔兰的情况, 出现这种情况可能是因为预测低气压系统本来就很困难。因此, 低气压系统预期路径的微小偏差、天气系统气旋的深化或减轻以及风速的非预期变化等都会对预测地点的风况产生重大影响。前面的图 5-12 也说明了低气压系统穿越爱尔兰时的影响, 因此与它过境的方向与时间相关的误差可以直接转化为风电功率预测的巨大误差。这种

困难可能非常普遍。例如在丹麦，假定风电装机容量的基值是2400MW，风速偏差 $\pm 1\text{m/s}$ 就会导致风电功率偏差 $\pm 320\text{MW}$ （Bach, 2005）。

多数情况下，风电预测误差起因于错误地确定显著气候前锋的时间：由图5-28a可以看到4~6h的时间误差。因为这种前锋过境会伴随风速变化，所以可能产生巨大功率误差。一段时间内，这种时间误差会消除，所以与风电功率预测相比，风电发电量的预测可能相当不错。如5.4节讨论的，这会鼓励人们更多地使用储能技术和需求侧管理。因而，在一天之中，系统运营商可能关注晚些时候预测的重大偏差。这类事件发生时间的不确定性会影响常规机组的优化组合及解除配置的指令。极端风暴条件预期也会产生如下不确定性：风速是否足够大从而导致风电机组保护启动，继而降低风电发电量？

5.3.4.3 实施选项

一开始系统运营商显然会采用省燃料方法，因为在风电渗透水平不高时，无需多加考虑，风力发电可以很经济地吸纳，技术上也没有困难。然而，随着风电场的发展和对风电预测技术信心的提高，系统运营商无疑会转向后面的风电预测方法，反映出人们对风电分布预测的信心越来越高。然而应该指出，需求预测也是一个概率过程，它还假定，尽管单个用户的用电情况无

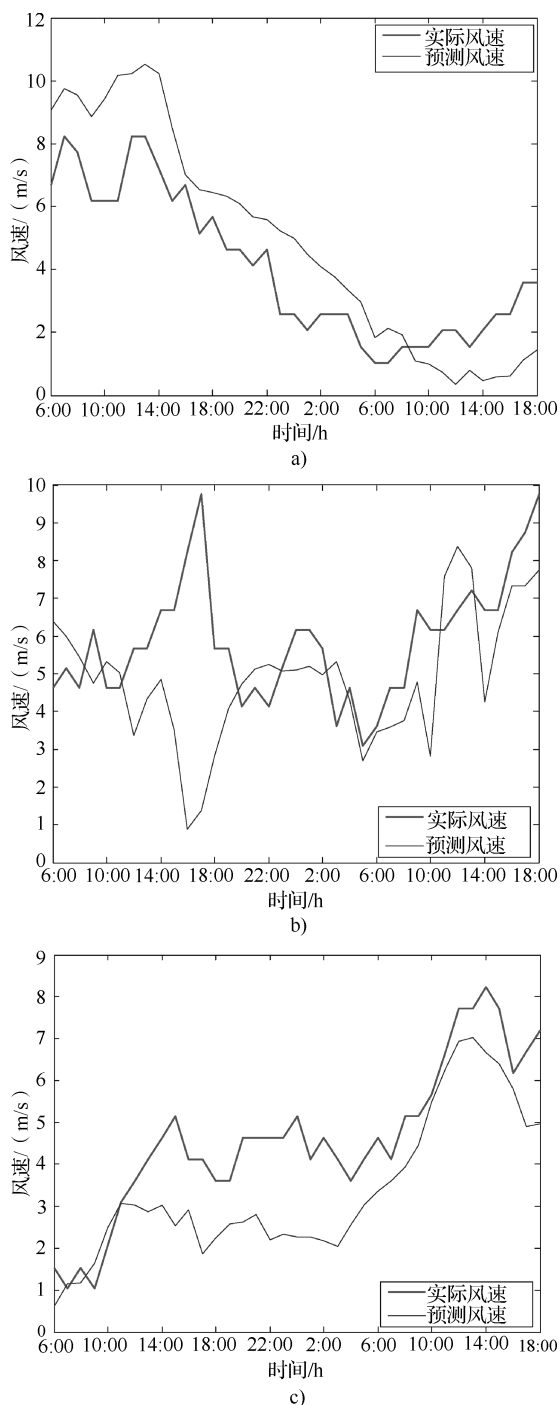


图 5-28 提前 36h 的风速预测

法预见，但不同类别用户的可能用电情况却是可以以某种可信度加以预测的。因此只是把省燃料模式切换到风电预测模式是过于简单化了，因为它涉及把确定性问题转换为概率问题。系统运营商仍然必须在所有时间确保满足需求，并确保有足够的可用快速备用响应和其他辅助服务。显然，风电预测方法在实施上更具挑战性，需要系统运营商修改和扩展他的思维，但它的环境效益和其他效益显然也相当显著。

为了解在某特定运行时间的风况分布，输电运营商越来越要求用监控及数据采集（SCADA）系统定期提供各风电场的数据。例如，提供有功和无功功率的要求相当常见（Energinet, ESBNG, E.ON 和 SvK）。有些输电运营商要求提供的气象数据除风向、环境温度和气压（ESBNG）外，还包括风速（Energinet, ESBNG）。控制状态信息（Energinet, ESBNG, E.ON 和 SvK）可能包括可用容量、限出力设置点（投/切）、调节能力（投/切）（SvK）、因高风速停机的百分数及孤岛状态检测。在它被纳入新的电力交易协议之前，苏格兰的要求可能是最严格的，除了上面要求的大部分数据外，还要求提供频率控制状态（投/切）及电力系统稳定器（PSS, Power System Stabiliser）功能。

这些数据，尤其是气象信息，会被用作风电预测工具的输出。对它的 2.5GW 装机，丹麦使用的风电功率预测工具（WPPT, Wind Power Prediction Tool）每 6h 提供一次以后 48h 的更新预报，以 1h 为一个时段。提供每个次区域的参考风电场的风速、风向、出力作为预测系统的输入，以提高预测精度（Holttinen, 2005c）。风电功率高级预测工具（AWPT, Advanced Wind power Prediction Tool）也使用统计模型，它使用的数据是来自 25 个风电场和 100 台风电机组的测量结果。对于 E.ON 电网区域的 15GW 装机容量，AWPT 通常的平均误差是提前 6 h 为 6%（RMS，方均根值），提前 24~48h 为 10%（Ensslin 等，2002）。有人提议在将来用 Zephyr 把 Prediktor（物理模型）和 WPPT（两者都将在第 6 章介绍）合并，使用丹麦全部风电场的数据而不是只使用代表性场址的数据（Nielsen 等，2002）。尽管在线数据可以改进预测精度，特别是对于短时间预测（2~3h），但也需要考虑与增加的有关成本的平衡。爱尔兰从 2003 年起就使用 MoreCARE 评估程序（Barry 和 Smith, 2005）。它的测量数据取自 11 个地域分散的风电场。然后用它们建立以 1h 为时段的全国性 48h 预报。国家气象局定期提供高分辨率有限区域模型（HIRLAM, High-resolution Limited Area Model）数据，但这会引入 4.5h 的时间滞后（冬天为 3.5h）。西班牙使用 Prediktor、Casandra 和 Sipleolico 等系统（Giebel 等，2003），但从 2006 年 1 月起要求所有风电场在每天开始前 30h 提供 24h 风电功率预测。目前，绝大部分现有风电场都在陆上。但随着海上风电场的发展，风电预测将包括这些新装机。人们通常认为海上预测比陆上容易，因为它地形平坦，但风、浪互作用可能是个麻烦事，而且误差聚合的好处很大程度上会失掉。例如泛欧 ANEMOS 工程的目标是提供最多提前两天的短时风电功率预测，包括海上开发的影响（Kariniotakis 等，

2006a)。

风电预测显然会给电力系统带来好处,可以减少风电高渗透率的影响,从而降低相关成本,同时提高风电可以安全吸纳的极限。这需要与预测系统本身的成本,相关人员培训及软件维护成本,以及收集和存储运行风电场生产数据的要求相平衡。那么就会产生谁为这一风电预测服务买单及预测时间需要多长的问题。答案取决于电力市场的具体安排。例如,在加利福尼亚,人们同意,风电开发商将建立一个(2h)风电预测系统,但允许独立系统运营商(ISO, Independent System Operator)运行它。如果风电场业主为预测付费并按预测调度,则免除其发电不平衡的所有处罚(Asmus, 2003)。在德国,输电系统运营商(和配电系统运营商)的唯一责任是对风电保持平衡,因此它们会建立自己的预测工具。一天前市场在前一天下午3点关闭,它要求的预测时间为34h(Holtinen, 2005c)。英格兰和威尔士的新电力交易规则(NEA, New Electricity Trading Arrangements)现场价格市场起初的关闸时间是交付时间前3.5h,后来减到1h。调度功率偏离协议会受到通过平衡市场机制给出的惩罚(Johnson 和 Tleis, 2005)。因此对投资预测工具最有兴趣的是风电场运营商。2005年4月,NEA覆盖区域扩大,把苏格兰也包括在内,形成了英国不列颠电力交易与输电制度(BETTA, British Electricity Trading and Transmission Arrangement)。北欧系统也实行1h市场,从2004年起,瑞典、芬兰和丹麦的各参与方都可以使用它。

由以上内容可见,二级(和三级)控制很大程度上取决于市场关闸时间。从风电预测(和需求预测)到实际发电时间之间的延时加长会不可避免地导致预测不确定性加大,因此需要加大配套的备用容量。加大备用容量的方式可以是增加机组启动、部分负载火电厂及加大功率升降速度的能力。如5.2节所述,系统需求预测通常可以达到的24h期间准确度误差是峰值需求的1%~2%。而风电预测的平均误差却会高达风电容量的8%~10%,而且预测有效性会随着预测时间加长而降低。随着风电渗透水平的提高,净负荷(即系统需求需要由常规发电来满足的部分)预测的不确定性也不可避免地加大。如果系统运营商不能准确确定某个特定时间里可用的风电容量,则它就必须加大可操作备用容量。然而应该指出,即使风电渗透率较高,一级备用需求很大程度上也不受影响(见5.3.3节)。一级备用主要应对系统馈入容量的大规模突然失掉——它可能总是一台现有发电机及分散在配电网和输电网周围的一些较小风电场。风电出力大规模降低最可能发生在风暴条件下,但即使在这种情况下,它也要经过几个小时,而且很大程度上是可预测的。

在运行实践中,电业部门会按照可用的风电预测执行机组优化组合任务,有效降低系统需求。机组优化组合可能修改和微调,以保证发电分布在风电预测的低可信度界限内经济可行。为应对数十分钟到几小时时间尺度的风电变化,备用水平必须提高。如5.3.2节所述的爱尔兰的情况和5.3.3节的更一般情况,虽然风电出力

不可能准确预测，但对于加大的时间段，可以给出一个可能的变化范围。例如，以图 5-18 代表爱尔兰从提前 1h 到提前 12h 的风电变化，可以看出，对于提前 1h，预期最大变化为 11%。对于提前 4h 和提前 8h，风电变化分别提高到 32% 和 50%。对于极端风况，除保证系统生存的正常措施外，也可以制订提前行动计划。

5.3.5 容量可信度

2005 年 2 月 28 日，由于气候寒冷（电力需求增加）加上常规发电能力不足，西班牙电力系统几乎崩溃。4 个核电厂退出运行，水电备用大部分耗尽；5 台燃气机组因燃料供应中断（转用于不断增加的家庭供暖负荷）而不能使用。同时由于气候条件恶劣，运载备用液化天然气（LNG, Liquefied Natural Gas）的油轮不能进港停泊（Ford, 2005）。晚高峰期间，4000MW 风电容量躲过了事故操作一直在运行。第二天，风电提供的容量仅有 900MW，导致向法国和葡萄牙出口减少，切除了可中断供电但要付费的大型工业用户。这两天里，风电可用意味着不需要限电，避免了部分停电。

电力系统会在一年中的某些时间出现需求高峰。在西北欧，这种情况可能发生在冬季周末。对气候较暖地域，需求高峰最可能发生在夏季，与空调高负荷时间重合。因为电能不便储存，所以必须有足够的可用发电装机容量满足每年的需求高峰。它的必然结果是利用率不足，很多电力企业的系统容量系数（系统平均需求除以系统峰值需求的比值）通常为 55%~60%。增加旋转备用和普通备用以及某些机组可能在峰荷时停运都需要增加的容量超出预测峰荷。

在这种背景情况下，对电力的需求持续增长——全世界的年增长率一直在 7% 左右，而多年来英国的消费增长低于 2%。如果获得规划许可和建成电厂需要花费几年，则电力企业必须预见未来 10~20 年的系统峰值需求并确保在需要时有足够的电厂容量。这样就会产生一个问题——如何才能把（预见到的）风电场增长纳入确定未来常规电厂需要容量的考虑之中？换句话说，风电确实有一定容量可信度吗？

对于省燃料策略来说，这一任务是直截了当的——风电预测不构成机组优化组合过程的一部分，因此它的问题只是冗余多少。然而如果采用风电预测策略，则问题就比较有挑战性。世界很多地方的年度峰荷出现在夏季（由于空调负荷的推动），风力发电的容量可信度很可能下降（Piwko 等，2005）。然而，在最大需求处于冬季（取暖负荷上升）的地方，风力发电的容量效益会更加明显。以爱尔兰为例，并由此推断出西北欧的情况，5.3.2 节（见图 5-9 和图 5-10）表明，系统需求和风力发电的日变化和年变化之间都是弱相关的。就是说，风较大的时间通常在白天而非夜间（夏季更为显著），在冬季而非夏季。因此，风力发电的作用是使系统峰荷和最小负荷都会降低。在英国，可以观察到平均小时容量系数和电力需求之间存在正相关关系（ECI, 2005），需求高峰期（冬季傍晚）风电场提供的平均功率

约为最低需求期（夏季夜间）发出功率的 2.5 倍。然而，但这并不能自然得出结论说系统峰荷期风就比较大，尽管风的寒冷因素会影响系统需求的供热负荷部分，因此会影响峰荷的实际发生时间（Hor 等，2005）。承认风电具有容量可信度的最终结果是可以避免，至少是推迟，建设新增常规电厂。水力发电在可用发电量方面有显著的年度变化，但风力发电并不这样，长期风速记录的分析表明，各年度之间的风速变化显著降低——在欧洲，它的分布接近标准偏差为 6% 的正态分布（EWEA，2005）。

实际确定风力发电容量可信度（即 100% 替代相同可靠容量的能力）的数值是一个有争议的问题，且需要作出解释。轶事证据表明，风电出力在系统高需求时期可能很低，但另一些人认为，对于面积足够大的区域（如英国、欧洲），总有一些地方风很大。基于英国 60 个地点的风速测量，在 30 年里，没有任何一个小时所有这些地点的风速都低于 4m/s（风电机组切入风速）。平均来看，每年只有一个小时在英国 90% 面积上都是低风速，而且这种情况每 5 年只有一个小时发生在冬季高需求期（ECI，2005）。

人们提出了很多计算容量可信度的方法，它们主要基于负荷损失预期（LOLE，Loss-of-load Expectation）和负荷损失概率（LOLP，Loss-of-load Probability）两种方法，而风电则使用统计模拟或使用时间系列数据。对于特定研究地域，可以报出变化范围很大的容量可信度数字，取决于系统可靠性假设、季节风况、陆上和海上场址分布及系统互联程度等。时间系列法会特别受到同时发生的天气/需求模式的影响，尤其是在峰值需求期间。敏感度分析（其形式为步长 24h 的风电功率对需求的时间推移）可以改善计算的稳健性。

在概率法中，每台机组的可用性根据过去的运行性能来确定。这种方法不能直接延伸用于单台风电机组，因为它的出力受风况影响，而这又会在某种程度上影响有关的相邻风电机组。因而需要承认风电机组集合的地域分散性和它的平滑作用。某些方法定义了一个分散因数（Voorspools 和 d'Haeseleer，2006），取值范围在 1（所有风电机组的出力都完全相关——无分散性）和 0（风电总出力恒定——无限分散）之间，取决于风电渗透水平。例如，对爱尔兰来说，分散因数取为 0.33，在风电渗透水平为 10% 时，由它得出的容量可信度约为 30%（ESBNG，2004b）。也是考虑爱尔兰系统，图 5-29 给出了 2020 年情景下估计的风力发电容量可信度（Doherty 等，2006）。可以看出，对于风电低渗透情况，容量可信度约为 40%，超过假定的 35% 容量系数。这是因为爱尔兰的风电与系统需求之间相关性很弱，它往往在系统需求高峰期风比较大（见图 5-9 和图 5-10）。正如直觉预期的那样，风电场位置分散性降低和风电渗透性加大都会使容量可信度下降。因此，例如装机容量为 3500MW，则风电的容量可信度会下降到约 20%。

对西北欧的大量研究得出的结论是，风电确实具有一定容量可信度，大约等于

冬季的风电容量系数（Milborrow, 2004）。这一方法的有效性很可能随着风电渗透率的加大而降低。比较保守的计算可以基于年度的而非冬季的容量系数。因此，比如考虑 1000MW 的风电容量，并假定年容量系数为 0.30，则可以补偿等值常规发电的可信容量为 300MW。另外，这些结果只适用于渗透水平较低的情况。容量可信度也可以近似表示为风电容量系数除以电力系统其余部分的平均可靠性系数。例如，在本例中，选择系统可靠性系数为 90% 表明可信风电容量为 330MW（假定电力系统相当大）。风电渗透率较高（大于峰值负荷的 1%）时，容量可信度下降，趋近于一个与系统可靠性有关的水平。

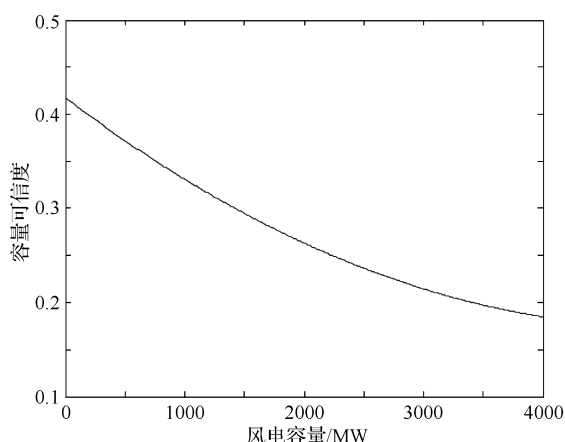


图 5-29 爱尔兰系统 2020 年的容量可信度

数为 90% 表明可信风电容量为 330MW（假定电力系统相当大）。风电渗透率较高（大于峰值负荷的 1%）时，容量可信度下降，趋近于一个与系统可靠性有关的水平。

在英国，1992 年以来的陆上风电年容量系数在 24% ~ 31% 之间，长期平均值为 27%（DTI, 2005）。在需求最高的 10% 时间里，容量可信系数超过 36%（ECI, 2005）。随着海上风电的开发，风电机组技术的改进，这些数字还会提高。在美国，各电业部门、区域输电企业及公用事业委员会等对年容量系数的估计为 2% ~ 40% 之间。这些变化多源于采用的具体分析技术、对风电可用性的不同置信度，当然还有对美国不同（气候）区域及风电渗透程度巨大差别的考虑（Milligan 和 Porter, 2006）。丹麦和德国引用的年容量系数分别约为 20% 和 15%。数值较低很大程度上可以用年平均风速较低以及系统可靠性要求很高来解释（DENA, 2005）。一项对欧洲大陆的调查研究认为，假定风电装机容量为 40GW（欧盟 2010 年白皮书目标），则风电容量可信度范围为 5% ~ 35%，平均值约为 19%（Giebel, 2000）。引用数字的变化是由于考察了风速分布时间序列对系统需求模式的时间漂移。出现低值数字（5%）的部分原因在于常规电厂必须运行于超过 50% 最大出力的工作设想，因为这需要限制风电出力。

5.3.6 提供辅助服务

常规发电除提供电能外还需要提供一系列辅助服务——旋转备用、负荷跟踪/频率控制、电压/无功支持及黑启动能力等。传统上，风力发电机不提供这些服务，而且尤其是定速风电机组也确实会产生电网的局部高/低电压分布问题（Dinic 等, 2006；Romanowitz 等, 2004）。然而，随着风电渗透率的加大，如果它仍然不能提供这些服务，就很可能产生显著的运行困难。大部分现有风电场是在过去 15 ~ 20

年中建设的。它们大多位于陆上，分散于配电网沿线。它们显示了各种技术的进化过程，而且在可控性上差异巨大。它的一个极端是20世纪80年代引入的被动失速定速风电机组，单机功率范围为10~100kW，广泛分布于丹麦。从电网角度看，这些风电机组的出力是不可控的（除启停之外），而且它们对系统的需求也不负责任——如后面5.3.7节所述，它们提供的只是惯性响应。另一个极端是现代桨距控制的全变速或部分变速的风电机组，它可以实时提供有功和无功功率控制，有对系统动态稳定、电压支持和电网控制做出贡献的潜在能力。

过去5~10年间，风电机组市场增长显著，因而大部分已建风电场都在某种程度上是可控的。对于老旧风电机组，考虑已建风电场一般容量较低，相对于实施改造的成本及设备的剩余寿命，改造集中监控的安全通信系统效益很可能并不大，因为它还要改造已有的控制系统。相反，改装新风电机组通常单机容量较大（尤其是如果场址在海上），可以以占总造价很小部分的代价把通信网络和先进的控制系统包括在规范中。现代SCADA系统可以收集各风电机组的综合信息，包括气象数据，可以根据外部系统调度员的指令确定最佳设置点。

在与它们相关的并网法规的演化过程中，输电系统运营商（TSO）和配电系统运营商（PSO）并不倾向于随之追溯并网要求，就是不要求那些导致提供关键辅助服务进一步减少的风电场更换它们有缺点的设备。并网法规越来越遵循保障将来的原则，它规定了一系列功能，但并不一定全部都要马上具备。随着风电渗透水平的提高，可能有些问题会越来越紧迫，因此某些要求仅在风电总装机容量超过某一界限后才必须满足。显然，从系统角度看，它的目的是既要使系统进化，又不要与当今情况差别太大，而只是让初始能源有所改变。第4章已经考察了与风电场电压及无功功率支持、对电能质量管理和系统稳定的贡献与暂态性能等有关的问题。这里重点论述风力发电机对提供旋转备用及负荷-频率持续控制的能力。

5.3.6.1 工频特性

电力企业并网法规规定单台发电机组必须具备在一定频率范围内保持连续运行的能力，并在略微更宽的极端频率范围内保持短时运行（见表4-3）。常规发电要求在规定的正常系统频率范围内保持100%有功出力。例如，在英国，规定的频率范围为49.5~50.4Hz，而在德国（E.ON），相应的界限为49.5~50.5Hz。这可以保证任何频率波动（源自电力供需失衡）不会因后续的发电机出力变化（调速器动作除外）而加剧。在频率较低时，尤其是事故条件下，通常允许降低某些发电机的出力（见5.1节）。在英国，要求发电机能在47.5~52Hz范围内连续运行，在47~47.5Hz范围内运行20s。频率低于49.5Hz时，降低的发电机出力应与系统频率的变化成正比，即在47Hz（频率降低5%）下，出力应至少为49.5Hz时的可用出力的95%。在德国，因为它的电网与UCTE的其余部分是同步互联的，所以要求不那么严厉——在频率达到47.5Hz时，发电机出力可以下降额定出力的20%。

因为在同步系统中所有发电机组实质上都在同一系统频率下，因此让所有发电机组都能提供同样的功率——频率响应是非常有利的。因而，并网法规通常并不在上述的常规发电和可再生能源发电之间做出区分。德国（E.ON）和英国的并网法规就是明显的例子。

5.3.6.2 提供频率控制和旋转备用

失速控制风电机组包括气动造型的风轮叶片组件，能在风速过大时自动把出力降低到允许最大值（见 3.4 节）。而桨距控制风电机组能实时调节风轮叶片角度，从而控制从风获取的能量值。对于定速风电机组，运行于额定功率以上时叶片桨距角会加大，将出力限制为发电机的额定值。因此一些可用风能就会被丢弃。相反，在额定出力以下，叶片桨距角会被设置在最佳角度，使捕捉能量最大。对运行于额定条件以上的变速风电机组，情况也一样，叶片桨距角会随风速加大越来越放平，以维持出力额定。然而在额定风速以下（不一定在额定功率下），将风轮转速调节到与风速一致，让叶片桨距角固定在最佳位置使捕捉能量最大可能更方便（见 3.6 节）。某些变速风电机组设计在弱风条件下组合使用速度控制和桨距角控制。

无论是定速风电机组还是变速风电机组，略微加大叶片标称桨距角，使风电机组减掉一定量的负载，都可以实现负荷-频率控制（见图 5-30b）。与变速风电机组相比，定速风电机组由于是定速运行的，所以往往对桨距角变化更敏感。因此，风电机组出力可以与频率变化同步调节，类似于对常规发电机组的调速器控制。这里

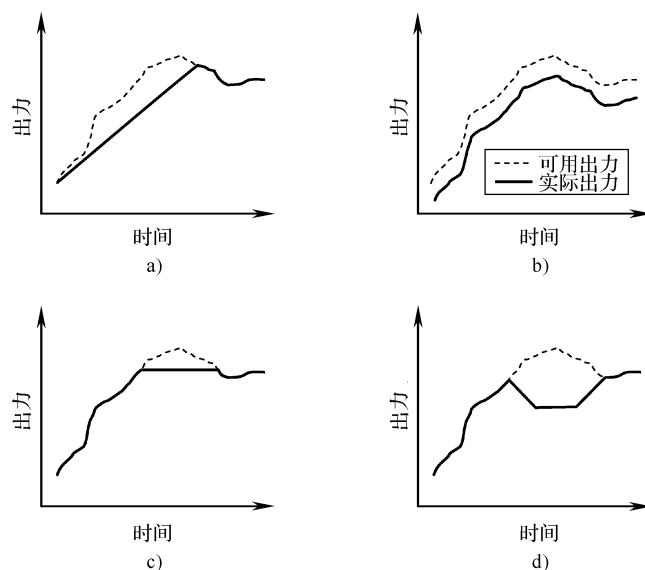


图 5-30 风电机组调节能力

a) 升速限制 b) 频率 (Δ) 控制 c) 最大功率约束 d) 区域平衡控制

频率下降（需求超过发电量）会导致桨距角减小，因而电气出力会上升。相反，频率升高（发电量超过需求）会导致桨距角加大，因而使电气出力下降。这种方法对常规桨距控制是可行的。在超过额定出力时，可以降低基准功率设置值——从而限制最大出力（见图 5-30c）。在风电机组出力较低时，可以加大最小桨距角，将发电机进一步推离最佳运行点（Holdsworth 等，2004）。

对于变速风电机组，也可以通过改变风轮转速实现出力调节——稍稍降低转速，使它离开最佳叶尖速度比就会降低电气出力。目前，多数变速风电机组都是基于 DFIG 的，仅有有限变速能力（70% ~ 110% 同步速）。与桨距控制不同，它降低出力的能力受到一定限制。然而，因为它的速度控制最终是用电力电子设备实现的（调节注入的转子正交电压——见 3.6.1 节），所以无需运动部件。这显然与桨距控制全然不同，因此它的速度控制可以完全适用于频率的连续微细调节。无论对于频率调节还是事故旋转备用，叶片桨距控制都可以给出动作快速的粗调。

5.3.6.3 实施选项

由于常规发电日益被风力发电替代，频率调节的任务自然落在剩余的发电机组上。如果风力的变化性与现有的需求变化性合在一起，则有时常规电厂的灵活性可能不足以调节风力引起的变化并保持频率恒定。因此，风电场必须对频率控制做出贡献，方法是或者维持固定的负荷分布，或者直接对全系统范围的频率控制做出贡献。这个问题很可能不仅仅是对小型孤立系统的，也是对所有电力系统的。一项基于（与广大欧洲电网互联的）德国 E.ON 电网的仿真研究考虑了增加 3.5GW 海上风电的情况，它针对的背景是现有的 3.5GW 陆上风电和约 33GW 系统总容量（Koch 等，2003）。它提议规划的海上风电提供相当于标称风电容量 3% 的频率调节能力。使常规电厂的一级备用需求调节贡献从 28% 降低到 11%。

风力发电机具有提供频率调节和旋转备用的很大潜力，而且桨距调节风电机组确实很可能比常规电厂的响应能力强得多。例如，在丹麦，在电网故障条件下，各台风电机组被要求在 2s 内把输入功率（通过桨距调节）降低到风电机组额定功率的 20% 以下——这是风电机组响应的指标。提供常规调速器降速响应意味着系统频率下降后要提高出力，因此风电机组必须在目前风况下运行于潜在出力水平以下。同样，风电机组只有按要求减少某一数量的负载才能提供备用。因此，风电机组桨距角可以调节为减出力方式，而保留例如 1% ~ 3% 的额定出力为边际备用（ Δ 控制）。SCADA 系统可以测量风电机组的风速，估计捕捉到的潜在功率，使风电机组出力限制为该值的规定比例。然后可以调节桨距角，提供连续频率调节或偶发情况下的旋转备用。

Horns Rev 海上风电场位于丹麦西海岸之外的水下沙垄上。它提供了实现这一性能的第一个真实例证。该风电场占地 20km²，风电机组排成 5 串，共有 5 × 16 台 2MW 桨距控制 OptiSpeed 风电机组，总容量为 160MW。Horns Rev 风电场建于 2002

年，目的是作为大型海上技术和风电场/单台风电机组控制功能的示范工程。它的控制系统与网络 SCADA 系统集成到一起，可以与区域调度中心（Elsam）和输电系统运营商（Energinet）双向通信。这种配置允许实施多种控制策略（Christiansen, 2003）：出力可以限制到设定的基准值（绝对出力限制器；见图 5-30c）。也可以要求风电场参与区域平衡控制（发电机自动控制；见图 5-30d），使出力以规定速度降低，然后以规定速度升高（见 5.2.1 节）。速度变化率控制也可用于限制由风速快速变化引起的短时功率变化（见图 5-30a）。曾观察到 5min 内的出力波动高达 100MW。上述功能实际就意味着限制风电功率，也因此才可能提供调节和旋转备用。另外也可以使用 Δ 控制把功率降低到规定的设置点（如 25 ~ 50MW；见图 5-30b）。加上平衡控制以后，Horns Rev 风电场因此可以提供与常规发电类似的系统调节，但速度更快。每台风电机组也传送可用功率指标，输电系统运营商可由此监控剩余的备用。因为所有这些功能可以同时使用，所以风电机组/风电场集成控制就带来了通信和协调上的挑战（Kristoffersen 和 Christiansen, 2003）。应该指出，Horns Rev 风电场也有它自身的问题。2004 年发现了起初是变压器故障，然后是发电机故障，需要把每个机舱组件运到岸上加以改造，使之更适应海上条件。

尽管风资源是完全免费的，但因用于调节会让风能毫无必要地浪费——从经济效率的角度看，这种服务最好还是让常规发电来做。风电场开发商也会关注因减少出力而损失的收入。然而，以大不列颠岛为例，可以规定风力发电机情愿减出力的价格（Johnson 和 Tieis, 2005）。这样该发电机就可以得到持有电量和责任电量两种收入。这种方法每年的适用时间可能很短——例如，当轻载常规机组运行主要用于提供备用时，或在风电出力较大且系统需求较低时，这时的另一种运行方式是限制所有风电场的出力，要求风电机组限制出力并提供频率调节和备用能力可能更为经济。

基于 ESBNG（爱尔兰）并网法规提出的希望风力发电机具备的一般响应要求如图 5-31 所示。正常条件下，风电机组运行于 B 点和 C 点之间的死区（即对负荷-频率控制无贡献区）。另外，也可以让 B 点和 C 点重合，即可提供控制贡献。在该死区内，风电机组出力可按前述方法限制到可用风资源的规定比例。因此，如果频率降到 B 点以下，风电机组就被要求加大出力（低频备用响应），到频率落到 A 点时，风电机组提供的出力为全部可用出力。系统频率超过 C 点时，出力应逐步降低（高频备用响应），频率到达（并超越）D 点时出力降为零。频率超过 f_D 时，允许风电机组解列。

目前，很多电力企业把 A ~ D 点设置为 100% 实际功率，即低频和高频备用都不提供，风电机组不参与负荷-频率调节，而只要求具备频率响应能力。然而，在将来，随着风电渗透水平的提高，会要求提供一项或全部三项辅助服务。在大不列颠，从 2006 年 1 月起，要求所有新风电机组都必须具备为频率控制作贡献的能力。

同样,爱尔兰尽管要求新风电机组满足表 5-1 列出的规定范围 $f_A \sim f_B$ 和 $P_A \sim P_E$ 的要求,但目前要求是 $P_A = P_B = P_C = 100\%$,而 $f_C = 50.25\text{Hz}$, $f_D = 52\text{Hz}$ (ESBNG, 2004a)。换句话说,在频率超过 50.25Hz 时,对容量超过 5MW 的风电场,只要求具备相当于调速器下降特性 4.4% 的高频备用响应能力。德国要求风电机组提供高频响应(见图 5-13 的 C~D 区)。在 E. ON,系统频率超过 $50.5 \sim 51.5\text{Hz}$ 时,风电机组应具备 40% 下降特性(见图 5-5 和表 5-1)。在频率超过 50.5Hz 时,还应具备使出力以每秒 5% 额定出力下降的能力。当频率稳定时,恢复升速不得超过每分钟 10% 额定出力。

表 5-1 ESBNG 负荷-频率控制要求

系统频率/Hz		出力(%可用功率)		
			WF* >10MW	5MW < WF* ≤10MW
f_A	47 ~ 51	P_A	50 ~ 100	100
f_B	49.5 ~ 51	P_B	50 ~ 100	100
f_C	49.5 ~ 51	P_C	50 ~ 100	100
f_D	50.5 ~ 52	P_D	20 ~ 100	20 ~ 100
f_E		P_E	0	0

* WF—风电场容量

各输电系统运营商将规定 A~D 各点的位置,而它们的具体位置将取决于风电场位置和系统条件(如高风速/低需求与低风速/高需求的关系)。例如,NIE(北爱尔兰)使用与 ESBNG 类似的能力图(见图 5-31),设置了两组能在 1min 之内切换的离线设定值。正常条件下,在频率超过 50.25Hz 时,要求下降特性为 4% ,高频跳闸设定值为 51.5Hz 。然而在约束模式下,风电机组出力应限制到 50Hz 下可用出力的 85% ,在此频率之上或以下时,则运行于 4% 下降特性。约束模式很可能是输电系统运营商在夏季夜间提出的要求,那时系统需求较低。

5.3.6.4 风电机组减出力运行

当电力系统处于紧张状态时,有助于缓解面临问题的选项之一是削减风电出力。在低负荷时,风电机组会被要求削减出力,以降低局部电压、加强系统安全性

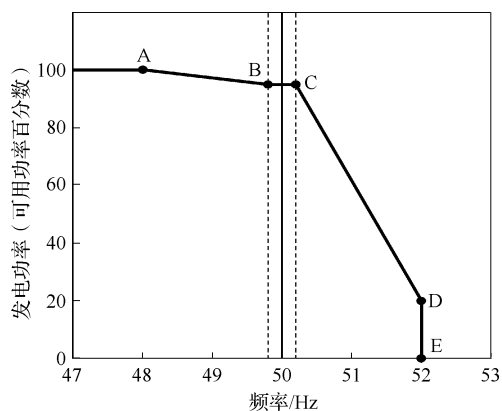


图 5-31 风电机组功率-频率响应能力图

(通过避免切除常规发电机实现), 限制常规发电功率升速 (在每天的清晨负荷升高时), 或避免输电系统过负荷 (在系统故障或其他事故之后)。更加引人注目的是, 在预报的风暴前锋到来之前, 在风电场保护因风速过高跳掉各单台风电机组之前, 会要求逐步降低风电出力。此外, 以欧洲大陆为例, 风电的不均衡增长会导致跨国联络线的功率交换波动。以切除常规发电的方式可以削减过大的功率输出, 但代价是降低了动态响应能力和系统故障水平。随着风电场容量加大, 可行的是快速削减各风电场出力, 而不是与小风电机组分布式网络的通信。

对于多数电力系统, 在风电渗透率很可能大大提高的未来, 风电机组减出力运行被视为一个备用控制选项。然而, 在克里特岛, 多年以来, 在风电高出力和电力低需求时, 出于稳定原因, 就已经要求风电减出力运行了, 目的是维持最低数量的常规机组配置。幸运的是, 高风速往往与夏季的高需求时间重合, 这意味着风电机组减出力要求主要在冬季。2001 年, 风电机组减出力电量已达到风电年发电量的 6%, 而在 2002 年上升至 11% (Papazoglou, 2002)。减出力主要在冬季 (12 月到 1 月), 几乎占冬季风电发电量的四分之一。风电场集中在该岛东部, 因此缺乏多样性, 加重了调节难度。人们提议的新建风电场容量为 400MW, 而系统总容量为 581MW, 所以这两个数字还会大大增长, 而目前的风电装机仅约 70MW (Kaldellis 等, 2004)。在加利福尼亚, 风电出力通常在晚春月份较高。这个时期, 高山融雪会使水电高发 (Piwko 等, 2005)。夜间低需求时, 会出现发电容量过剩, 偶尔会要求风电减出力。

即使在欧洲大陆, 要求风电减出力也并不太少见。在西班牙, 对暂态稳定的关注, 尤其是在需求最低期间, 已经数次导致风电减出力以维持足够的常规发电容量在线。丹麦也有同样极具挑战性的满足供热和供电需求的问题, 尤其是在大风寒冷期间。在 Energinet 系统内, 有 1500MW 热电联产设备和 2400MW 风电机组向配电网供电, 它们占年发电量的 50% (Bach, 2005)。分布式的热电联产机组是不可调度的, 而是根据供热收费标准和当地供电合同运行。在风电出力很高而供热需求也很高但电力需求较低时, 这会带来困难。另外, 风电必须减出力运行, 使充足的减掉出力保持在线以提供频率调节和其他辅助服务。然而, 从 2005 年 1 月起, 立法要求大于 10MW 的热电联产机组对电力市场信号做出响应。结合后面在 5.4 节讨论的与电热水供应和灵活需求等措施有关的问题, 人们认为, 在风电渗透率达到 50% 以前, 应避免进一步加大风电减出力 (Lund, 2005)。

风电减出力实施之前, 需要将各风电场用集中的 SCADA 类系统加以集成。风电机组控制系统应能接收来自 TSO 的外部功率设置点, 具有在极端条件下接受远方约束的能力。并网法规要求新装风电机组具备这些能力。例如, 在 E.ON, 在 TSO 指导下建设的风电场要求能将其出力以超过每分钟 10% 额定容量的速度降低到基准值而不发生跳闸。同样, 爱尔兰的风电场要求能接收外部设置点, 削减出

力。丹麦和瑞典也要求风电场能在 2s (Energinet) 或 5s (SvK) 内把出力削减到登记容量的 20%——这一功能要求被认为主要是在故障条件下及防止风轮过速。E.ON 和 Energinet 还要求风电机组能远方接入和切出。

将来的风电场还可能以减出力的概率而非可能性来考虑其容量。电网投资经常滞后于风电场的发展, 尽管人们会建议在风力很强的地域集中建设风电场。因此, 代价昂贵的弱电网升级应结合配电网甚至输电网的阻塞可能性综合考虑。换句话说, 大型风电场在提高平均发电量上的好处是否会超过损失短时减出力机会的代价? 这种情况很可能发生在风电功率很高而当地负荷很低的时候, 这时的局部电压可能高得无法接受 (Dinic 等, 2006)。这时的电价无疑会比较低。对多数电力企业来说, 谁为损失的风力发电量的财务成本买单仍然是个未决问题。减出力的潜在需求意味着风力发电应该是集中调度还是分散式的? 然而, 人们的一致意见是, 只有在没有其他应对策略时才允许弃风情况发生。当发电机组已经运行于接近它们的运行极限, 即系统需求最大, 同时风电功率也很高时, 经常被认为可能导致风电减出力。然而, 这时的发电价值很可能较低。市场激励机制会使事情进一步扑朔迷离, 因为风电场运营商除电费外还会得到绿色证书 (green certificate) 报酬 (见第 7 章: 风电及电力市场)。在存在辅助服务市场的国家, 还可以通过提供旋转备用或负荷跟踪从实施的减出力运行获利。

5.3.7 风力发电机的惯性响应

在失掉重要的系统馈入后, 初始 ROCOF (频率变化率) 将取决于损失的发电容量数值及系统储存的能量, 如前面式 5-1 所示:

$$\frac{df}{dt} = \frac{-\Delta P_{f_0}}{2E_{\text{system}}} \text{Hz/s}$$

对多数电力系统来说, 储存能量的三分之二将由发电提供, 形式为多级涡轮驱动的同步发电机, 其他则来自负荷。随着风电渗透率的提高, 这些同步发电机将逐渐为各种风力发电机所取代, 如定速风电机组 (感应发电机)、部分变速风电机组 (DFIG) 和全变速风电机组 (直驱同步发电机)。对于给定的涡轮机额定值, 它们的惯量及由此确定的存储能量将与它们的设计值相似。然而, 电力系统从它们身上提取这一存储能量的难易程度却大不相同, 取决于使用的技术。

直到 20 世纪 90 年代晚期, 主流风电机组还是基于定速笼型感应发电机的。这种机器运行于同步速以上, 出力从空载到满载, 相应的速度变化很小, 仅为 2% 左右 (见图 3-14)。假如在失掉发电容量事件之后, 频率下降 1% (0.5Hz), 风力发电机的电气出力可能会加倍, 如图 5-32 的频移转矩—转速特性所示。如果风速及机械输出功率在短时间内仍然基本不变, 则感应电机将减速, 将储存能量释放给系统。这一响应的幅值取决于感应发电机和风电机组转轮的组合惯量。理论计算和实际研究认为, 典型的惯性常数 H_{gen} 的数值为 3 ~ 5s, 与常规发电相当 (Holdsworth

等, 2004; Littler 等, 2005)。因此, 可以预期, 定速风电机组大规模发展并不会在系统暂态期间对系统惯性及 ROCOF 产生过分影响。某些风电机组制造商对感应发电机的基本设计做了修改, 以提高运行速度的范围, 例如, 可以改变定子绕组的极数 (调节同步发电机的空载转速); 插入转子外部可控电阻 (可使转矩—转速特性定型)。然而这种风电机组仍然可以归类为定速风电机组, 因此它们将提供惯性响应。

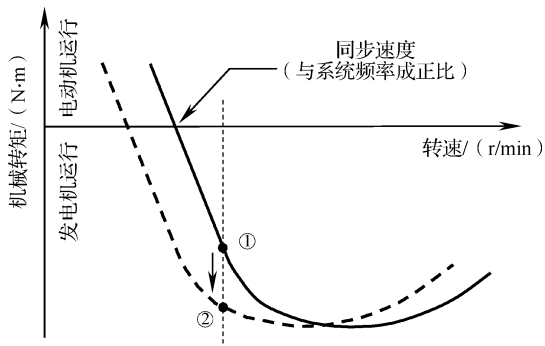


图 5-32 感应发电机的转矩—转速特性

相反, 基于同步发电机的直驱变速风电机组发电机与定速风电机组相比有几大优点。使用 AC-DC-AC 变频器的同步发电机及风电机组转轮在机械上是与电力系统解耦的。因此风轮转速可随风速变化, 与系统频率无关。如前面 3.6 节讨论的, 这会提高捕获的能量, 尤其是在低风速下, 因为它可以在大部分运行范围内维持较高气动效率。调节风轮转速以加强应对阵风的能力意味着可以降低塔架承受的应力, 因此可以降低资金成本, 也可以降低电压闪变。直驱配置可以去掉风电机组转轮和发电机之间的齿轮箱, 消除相应的能量损耗和维护成本。然而, 这种配置的一个缺点是不能提供惯性响应, 因为这时的风电机组转速已经与系统频率无关。然而, 原则上说, 这种联系可以通过适当修改功率变频器控制系统的转矩设置点来恢复, 从式 (5-2) 可得到下式:

$$\Delta\tau = \frac{\Delta P_{\text{gen}}}{\omega} = \frac{-2H_{\text{gen}}S_{\text{max}}}{\omega f_0} \frac{df}{dt} N_m$$

式中, H_{gen} 是风电场的惯性常数。

图 5-33 是第 3 章图 3-22a 变速风电机组转矩控制环的修改版, 转矩设置点 τ 增加了一个取决于 ROCOF 的输入。因此, 系统频率下降会使转矩设置点提高, 导致风电机组电气输出暂时加大——即惯性响应。因为这一机制是电子的, 而非机械的, 所以 H_{gen} 的用户选择值实际上可以超过物理上确定的界限。在事件初始阶段, 会从风轮惯量中抽取要求数量的能量, 但要受到驱动系统能力和功率变换器极限的限制。但必须注意, 风轮转速并不会像气动效率临界影响降低那样多。系统暂态之后, H_{gen} 以及 $\Delta\tau$ 的幅值可能降低, 使风轮转速能逐渐恢复。确实, 引入补偿量后, 惯性响应可以按要求定型, 使系统效益最大化, 同时使对风电机组本身的影响最小化 (Holdsworth 等, 2004)。

目前的主流技术是基于 DFIG 的, 它可以提供有限变速能力, 因此具有全变速

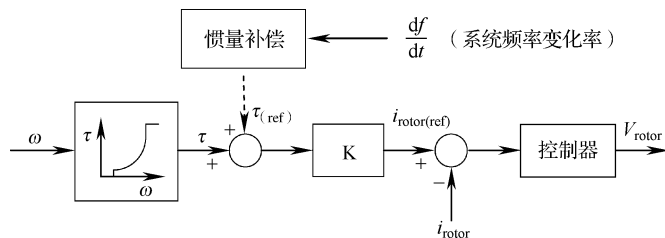


图 5-33 修改后的 DFIG 转矩控制环

风电机组的某些优点。如 3.6.1 节讨论的，感应发电机定子绕组直接与电力系统相连，而转子绕组通过 AC-DC-AC 变频器馈入以提供变频电源。因此发电机（和风电机组转轮）与电力系统部分解耦，结果是提供的固有惯性响应将取决于一系列因素——包括当前风速、风电机组气动映像、功率调节中失速控制与桨距控制的关系及转矩控制系统的响应速度等（SEI, 2004）。这些因素中，转矩控制环起主导作用，因此 DFIG 电机不可能提供固有惯性响应。然而，情况显然与全变速风电机组相似，它也可以像前面所述那样，通过修改转矩设置点人为引入。

然而，目前 DFIG 的控制系统还没有按此方式修改，因此可以预期，随着风电渗透率的加大，替代常规发电的主要是这种变速风电机组，从而导致系统惯量和储存能量下降。对于小规模电力系统，系统惯量较小，而单个馈入就可能占负荷需求的很大部分，系统惯性降低会使电力系统活动性更强，频率变化率更高，频率下降更大（Lalor 等, 2004）。低需求时在

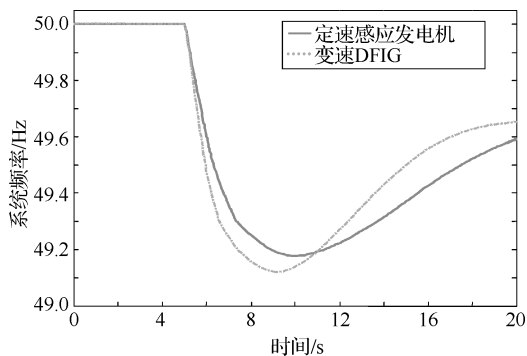


图 5-34 DFIG 与定速风电机组的惯性响应对比

线常规发电机会较少，所以情况尤其会这样（见图 5-34）。对爱尔兰电力系统仿真，在夏季负荷最低时，5s 后失去 350MW 发电容量，导致频率下降。因为 DFIG 风电机组不能提供惯性响应，所以与完全由定速风电机组组成的风电场相比，其频率下降更快，达到的最低点会更低。然而，系统惯性降低也会使频率恢复更快。

对于预计会扩建的选址在海上的风电场，无论采用何种风电机组技术，都会有另一个人们关注的问题。现有的海上风电场都位于离海岸不远的浅水区，用高压交流（HVAC）与陆上输电网相连。这些海上风电场中最大的是位于北海的 Horns Rev（160MW）和位于波罗的海的 Nysted（166MW），两者都在丹麦外海。然而将来的海上风电场很可能大得多（250 ~ 1000MW），而且会位于离海岸更深的深水中。这就会产生一系列困难。对于交流（AC）输电来说，损耗会随距离加大而显

著上升。这一问题可以用提高运行电压的方法来解决一部分，但要付出的代价是使用更大、更加昂贵的变压器、电缆布线和开关设备。增加电缆长度（因此加大了电容）会要求安装在电缆两端的无功补偿容量（如静止无功补偿器）更大。在距离超过约 100km 时，HVDC 输电会变得经济上可行——随着技术进步，这一距离很可能会缩短。DC 输电可以降低电缆要求和功率损耗，无功和有功功率控制也可以更加灵活（Kirby 等，2002）。然而这一方法的一个缺点是，无论使用何种风电机组，DC 连接都会使风电机组转轮储存的能量与电网解耦（即不提供惯性响应）。

5.3.8 分布式发电的保护

现有风电场设备的相当大一部分是与电压较低的配电网相连的。这种嵌入式发电一般单机额定容量较小（<10MW），散布在较大地理区域内，可能是独立控制的，不太可能连续运行。除应对风电机组过速和机端过电压等的单元保护外，风电场保护会与电网保护相配合，使风电场能在某种条件下与电网脱离（见 4.9 节）。例如，在电网发生故障，线路保护动作时，嵌入式发电机会从主电网脱离形成孤岛（见图 5-35）。尽管风电场可能给一些当地负荷供电，但它的电压和频率水平却是不确定的，可能超过法定的运行界限，导致设备损坏。发电机也可能失去接地，危害正常运行设备，然后同步程序会要求把孤岛部分并入电网。因此在这种情况下最好把风电场从电网解列。例如，英国的工程建议（Engineering Recommendations）G59/1 和 G75（嵌入式发电厂接入公用配电网的建议）要求嵌入式发电机配备失掉主网（LOM，Loss-of-mains）检测装置。

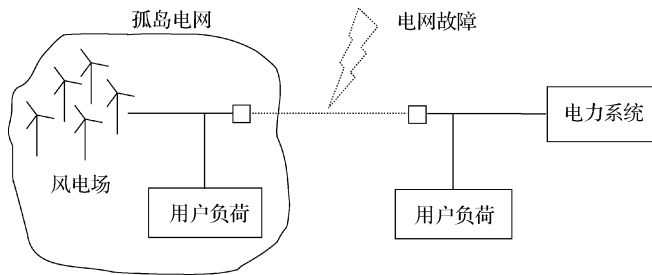


图 5-35 分布式发电的保护

LOM 条件检测通常使用 ROCOF 或矢量保护继电器。ROCOF 保护依据的前提是，当孤岛情况出现时，本地发电机不负责平衡分接负荷。因此系统频率的变化速度取决于功率失衡情况和孤岛电网储存的能量 E_{island} ，如前面式（5-1）所示。

$$\frac{df}{dt} = \frac{-\Delta P_{\text{imbalance}} f_0}{2E_{\text{island}}} \text{Hz/s}$$

选择继电保护启动阈值设置时，必须考虑两个相互矛盾的因素。一方面，因为功率失衡可能很小，因此 ROCOF 也很低，继电保护应尽可能灵敏。相反一面是，

比如如果大型发电机从系统解列，系统频率开始会下降很快，如 5.2 节所述，导致 ROCOF 保护启动，就会使起始事件进一步恶化（Littler 等，2005；SEI，2004）。所以继电保护应尽可能不灵敏。因此，折中设置应该满足这两个互相矛盾的要求，同时又保证用户安全第一。大不列颠的推荐设置是 0.125Hz/s ，而爱尔兰的相应数值是 0.5Hz/s 。两者差别显著是因为大不列颠系统要大得多，相应地储存能量也更大，因此发生外部扰动时频率变化不会那么快。

然而，即使爱尔兰采用了较高的阈值，也难以完全避免令人烦恼的跳闸。考虑一个夏季夜间（低需求时期），3000MW 发电容量向 2500MW 系统负荷供电。如果系统的 H 值为 4s ，失掉 350MW 馈入，可计算得到初始 ROCOF 为

$$\frac{df}{dt} = \frac{-\Delta Pf_0}{2E_{\text{system}}} = \frac{-350 \times 50}{2 \times 4 \times 3000} \text{Hz/s} = -0.73\text{Hz/s}$$

因此会出现恼人的大面积跳闸，ROCOF 保护的风电场以及其他嵌入式发电可能会无必要地解列。起始事件的严重程度也因此会显著加大，可能导致甩负荷。图 5-36 给出了一台定速风电机组对爱尔兰系统的频率暂态响应。尽管它开始时提供了惯性响应（见 5.3.7 节），但由于系统其他地点失去了发电机，ROCOF 很高（约为 0.18Hz/s ），导致 ROCOF 继电保护（阈值为 0.125Hz/s ）误动作。

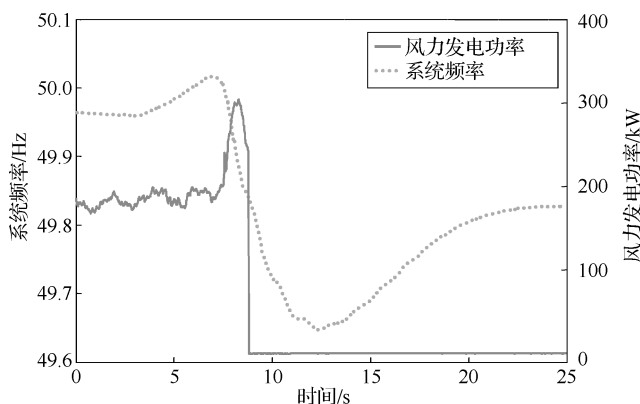


图 5-36 定速风电机组的惯性响应

移位矢量保护是替代 ROCOF 保护的方法，近期建设的风电场装置都喜欢使用这种保护。它也依靠功率失衡导致孤岛系统频率变化的原理监测电气循环周期。英国推荐的 50Hz 下的矢量位移定值为 6° ，相当于变化周期为 0.33ms 。假定矢量位移（在频率暂态之后）是持续性的，则这一数字等同于 0.83Hz/s 的 ROCOF——这在爱尔兰系统刚好是可能的。然而，正如前面在 5.3.7 节所讨论的，变速风电机组不会自然提供惯性响应，因为它的风轮转速与系统频率无关。系统有效储存能量的任何降低（由于变速风电机组替代常规发电容量）都会进一步加大 ROCOF，从而增

加恼人的大面积跳闸的可能性。

5.4 储能/负荷灵活管理

为保持系统平衡，发电必须等于负荷需求，如 5.2 节讨论的那样，因此理想的系统需求曲线应该是不变的。在这种条件下，效率最高的发电方式可以安排为在期望水平上连续运行。然而，电力需求的日变化和可再生能源的变化本质都要求（火电）机组安排为随负荷变化启停，而且大部分这种机组还被要求参与负荷跟踪和调峰。5.3 节考查了在风电不断增长背景下，降低剩余同步电厂承担的负荷跟踪负担的各种手段：预测风电场出力；将风电预测纳入机组优化组合；地域分散性；使用电力电子控制设备（DFIG）；以及通过调节风电机组出力降低风电场出力的变化性等。所有这些方法都试图克服准确可靠预测风电场出力方面的困难，以达到电力供需的即时平衡。然而，预测风电场发电量是最直截了当的（如今天下午有时会有大风）。

尽管很多电力企业都拥有抽水蓄能电厂，但人们一直都不太注重为削峰填谷进行的负荷性能管理和大负荷调度在降低需求变化性上能起到的潜在作用——它们可以在一定程度上使电力生产与消费脱节。储能可以起同样的作用，但也可以用作替代昂贵低效的峰荷电厂或提供辅助支持服务的电源。从理论上来说，在有充分的储能能力和负荷安排的条件下，只需要发电容量满足平均电力需求，而不是峰值需求。这样就可以把昂贵的电网升级推后。通过让火电机组运行于接近额定容量，就可以实现较高的热效率，系统燃料成本和二氧化碳排放都可以降低。降低需求变化性，从而降低发电机组的调峰要求和增加经常性备用需求，还会带来进一步的效益。因而，与风电变化性有关的平衡成本可以降低。OCGT 及柴油机等昂贵的即时备用也可以减少，因为储能和负荷管理可起到同样的作用。

然而，上述手段获得的效益取决于现有发电厂的构成，可能效益最大的是基于核电厂的系统及那些由必须运行的基荷发电容量构成的系统。而且 CCGT 和 CHP 电厂也许并不适于运行于部分负载和参与负荷跟踪及承担运行备用责任（Watson, 1998）。如果考虑这种发电构成的系统，那么在保持适当备用水平的条件下，机组进行负荷跟踪的灵活性可能不足。这时，作为风电机组减出力的替代方法，在保持电力系统的整体性和可靠性的前提下，储能和负荷管理可以让过剩的发电容量储存起来以备后用。孤立同步系统也可以获得同样的效益，它为确保系统稳定而要求一直保持运转的机组数量可以降到最少。这不可避免地会要求一些电厂运行于部分负载，处于低效率或接近最低稳定发电状态。这两种情况下，风电（及负荷）变化性提出的调节负担都会降低。此外，创建可控的非关键负荷可以改善系统对预期外失掉大型常规发电机的响应。

必须指出,储能和负荷管理的效益不应作为解决与风力发电相关问题的手段。这样做只会给它们的运行提出不当约束。例如,需求高峰期,储能系统应该释放电量而不是充电,尽管此时的风电出力可能很高。相反,为做到经济与技术上可行,储能和负荷管理都应被看成为全局利益服务的系统资源。与风电合在一起的分布式储能也会降低配电网损耗,也可能使输电损耗降低。上述论据会受到电力市场参与规则的影响(见第7章:风电与电力市场)。风力发电每天的变化特性以及它与系统需求之间的关系都会影响储能扮演的角色:世界上,在风速与需求消费之间存在反周期关系的地方,即一个周期中,通常当一个因素的峰谷与另一个因素的峰谷不重合时,储能达到的效益可能最大。

例如,纽约州就是风力发电的每天与每季节模式很大程度上与负荷需求脱节的例子(Piwko等,2005)。陆上风电场的出力通常在夜间很高,而在白天很低,在清晨负荷上升期直线下降,在傍晚负荷下降期直线上升——这就加重了常规电厂的负荷跟踪需求。风电通常还在6~8月最低,而那时的系统负荷最高。因而,尽管陆上风电的平均容量系数约为30%,但它的容量可信度仅为10%,就是说通常在需求峰值期没有风。然而有趣的是,海上风电(位于长岛附近)却具有约40%的容量可信度,与它的容量系数相似。那里的风力通常在白天的后几个小时达到高峰,与陆上风电场完全相反,因此它的输出功率与需求模式更加一致。如前面画出爱尔兰的典型需求曲线和风电功率曲线的图5-9和图5-10所示,这种情况并不适用于西北欧。那里的风速与需求之间是弱关联,意味着储能的效益不太显著。

5.4.1 常规储能

很多储能技术都是商业上可用的,它包括抽水蓄能、充电电池、液流电池和压缩空气。它们相关的潜在效益有:减少发电容量、频率支持、提供经常性备用及黑启动能力。一个具体企业可能利用这些技术中的一项或几项,取决于技术需求和地理环境。很多研究致力于开发超电容(ultracapacitor)、高速飞轮及超导磁储能(SMES, Superconducting Magnetic Energy Storage)。尽管它们的响应能力很高,但它们的储能能力却都很有限,这使得这些方法更适用于电能质量方面和改善系统可靠性。当然,也有一些有趣的适用情况:加利福尼亚的Palmdale给水管理区使用了一台450kW的超电容,用于调节属于水处理厂微电网的一台950kW风电机组的出力(Gyuk等,2005)。这种配置有助于缓解该区域的电网阻塞,同时向微电网的关键负荷可靠供电。

5.4.1.1 抽水蓄能

最常使用的大规模储能形式是水电抽水蓄能(见5.2节)。这种电厂通常以日循环方式运行——夜间低需求(同时也是低电价)时蓄水,在需求高峰时放水发电。抽水蓄能电厂的容量可供4~8h峰值期发电和1~2h备用,但某些情况下,放水发电时间可能延长为几天。全世界的抽水蓄能能力几乎有100GW,它的设施也

差不多有 2000MW。由于它的建设成本高昂，开发时间长，而且会引发诸多环境关注（大部分最适宜的位置已经被开发了），所以这一领域将来的增长可能是有限的。传统上，抽水蓄能被用于能量管理和提供常备用，但目前大部分这种装置都有能力提供频率支持并运行于部分容量（Donalek，2003）。

水电厂通常有功率快速升降、提供强有力调节的能力，而且它的边际发电成本接近零。很多国家在水力发电/抽水蓄能和风电之间存在天然的协同作用。显然，如果水电被风电取代，那么排放水平并不会受到直接影响，但水电可以转化为潜在能量储存起来以备后用。例如，在风电大发期间，瑞典和挪威都会发生电网阻塞。现有水电厂可以降低出力，使用水库蓄能，以避免风电减出力运行（Matevosyan 和 Söder，2003；Tande 和 Vogstad，1999）。同样，在葡萄牙，大部分风电场位于该国北部，靠近现有水电厂（Peças Lopez，2005）。而主要负荷中心里斯本和波尔图（Porto）^①位于南部，可能在将来导致输电网阻塞问题。对伊比利亚^②互联系统最关键的关注点是电网扰动会使风电突然失掉，导致相邻区域的电力涌入，使葡萄牙与西班牙之间和西班牙与法国之间有限的互联容量过负荷。然而，葡萄牙的风电售价在低谷期和非低谷期差异巨大，所以它的抽水蓄能配置经济上可能是可行的（Castronuovo 和 Peças Lopez，2004）。也有人提议在加那利群岛^③建设规模小得多的抽水蓄能电站，用现有水库缓解风电的变化性（Bueno 和 Carta，2006）。

5.4.1.2 二次电池

可再充电铅酸电池和镍镉电池被电业部门广泛用于小规模后备和平整负荷等。世界上最大的（镍镉）电池装置位于（美国）阿拉斯加州费尔班克斯（Fairbanks），额定容量 45MW，电量 10MWh，建于 2003 年，设计意图是在当地停电后提供至少 15min 保证容量 27MW。基于同样的理由，波多黎各电力局（Puerto Rico Electric Power Authority）在 1994 年建设了世界上最大的铅酸蓄电池系统（20MW，14MWh），并在 2004 年进行了改造。然而，由于它的材料有相当大的毒性，而且效率低（70% ~ 80%），寿命和能量密度有限，所以人们正在寻求企业应用规模的其他二次电池设计。钠硫电池由阳极上的熔态硫和阴极上的熔态钠及间隔它们的固态 β -Al 陶瓷电解质（beta-alumina ceramic electrolyte）组成——该电解质只允许钠离子通过，与硫结合形成钠的多硫化物。它们运行于约 300℃，具有很高的能量密

① 波尔图（葡萄牙语：Porto）是葡萄牙北部面向大西洋的港口城市，人口 26.3 万，是葡萄牙第二大城市、波图省省会及北部大区行政中心。原文说它在南部并不准确。——译者注

② 伊比利亚半岛（Ibèrian Peninsula），位于欧洲西南部，以比利牛斯山脉为天然界线，与欧洲大陆连接；面积约 584000 km²。伊比利亚半岛上的主要国家是西班牙和葡萄牙。——译者注

③ 加那利群岛（Canary Islands），是位于非洲西北部大西洋上的西班牙属地，东距非洲西海岸约 130km，东北距西班牙约 1100km，由 10 个小岛组成，面积 7273km²，人口 136 万（1982 年）。——译者注

度, 约为 $650\text{MJ}/\text{m}^3$; 包括热损耗在内的循环效率为 $85\% \sim 90\%$ 。这使它们适于大规模储能应用。全世界已建成了 100 多个这类工程, 其中 30% 以上在日本。最近一项工程的装置容量是 $2 \times 8\text{MW}$, 60MWh , 用于每天的削峰, 它在额定功率下的标称放电时间是 7.5h (Nourai 等, 2005)。

而氯化钠/镍蓄电池用氯化钠/镍作阳极, 液态钠为阴极, 以 $\beta\text{-Al}$ 电解质内的液态 NaAlCl_4 为电解质。与钠硫电池相比, 它的安全特性以及耐受有限过充/过放电性能得到了改进。但它的能量密度 ($550\text{MJ}/\text{m}^3$) 和功率密度 ($300\text{MW}/\text{m}^3$) 都下降了。目前它瞄准的是汽车市场, 提出的容量范围是 $100\text{kWh} \sim 10\text{MWh}$, 用于均衡负荷。同样, 锂离子和锂聚合物电池预期会把它们目前在便携电子设备市场的主导地位扩展到大规模企业应用。它们的阴极可以是锂的某种氧化物, 如 LiCoO_2 或 LiMO_2 , 而阳极是石墨, 电解质是溶于有机碳酸盐的锂盐, 如 LiPF_6 (Schaber 等, 2004)。它的运行温度为 60°C , 能量密度为 $720\text{MJ}/\text{m}^3$, 效率大于 85% 。它进一步发展的主要障碍是包装特殊及内部过放电保护电路的成本太高。

5.4.1.3 液流电池

液流电池通过两种液体电解质之间的可逆电化学反应存储和释放电能。两种液体用一个离子交换膜隔开, 使电解液可以通过多层分隔膜流入和流出电池, 在电池中进行电化学反应。在备用模式下, 该电池的响应时间在微秒级或秒级, 因此适用于频率及电压支持。电池容量取决于溶液体积, 对于大型装置具有规模经济性。这与一般二次电池完全不同, 后者的能量和功率密度都受电极尺寸和形状影响——因此, 大容量电池并不是直接成比例放大的产物。

液流电池有三种已经接近商业化的类型: 全钒型 (vanadium redox)、多硫——溴化物型 (polysulphide bromide) 和溴化锌型 (zinc bromide)。全钒液流电池使用的两种电解液都是钒的化合物。它可以消除交叉污染的可能性, 并简化循环再利用。两个电解液槽之间的聚合物隔膜允许氢离子渗透, 可以在充放电循环中进行离子交换。循环效率可达 80% 以上, 因此预期循环寿命较长, 但它的能量密度较低。目前还只有一些示范系统进行过试验——一个 1MW 的溴化钒系统一直在美国俄亥俄州的城堡谷 (Castle Valley) 进行电压/无功功率支持的试验运行 (van der Linden, 2004)。

此外, 多硫溴化物电池使用溴化钠和硫化钠做电极, 用只允许钠离子渗透的聚合物隔膜分开。储存时间现已超过 12h , 循环效率达到 75% , 可以实现日充放电循环。人们提出了在英格兰 Little Barford 建设一个示范工程的建议 (但一直没有完成), 向南部电网的 33kV 配电网提供额定容量 10MW 、电量 120MWh 的支持。起初开发该技术的 Regenesys 公司在 2004 年被替换。最后建设和试验的是循环效率约为 75% , 由很多小单元组成的溴化锌型液流电池。它的两个锌溶液和溴化物电解液储存器用一个多孔聚烯烃隔膜分开。它的千瓦级设计加上必要的管路及电力电

子设备就可以使用，而容量较大的装置（2MWh）已经用于变电站峰荷管理。

5.4.1.4 压缩空气储能

在 OCGT 和 CCGT 电厂，进入的空气在用输入燃料点燃之前先用汽轮压缩机压缩。然后，乏气在涡轮内膨胀并驱动发电机和压缩机。如果有适当的大型储存设备，如地下矿井、盐洞、蓄水层等，可以在非峰荷期间只使用压缩机来制作压缩空气。也可以用大直径管路网建造地下储存设施。然后，压缩空气作为发电循环的一部分加以释放，它的循环效率约为 75%（Kondoh 等，2000）。它的商业性设备还很少见，但有 1978 年建于德国 Hundorf 的 290MW 装置和 1991 年建于美国阿拉巴马州 McIntosh 的 110MW 装置。Hundorf 装置起初想用作附近一座核电站的快速备用，但后来做了改造，用于电网支持（van der Linden，2004）。而 McIntosh 装置的洞穴容量要大得多，可以连续发电 24h 以上。

较近时期的 2004 年，人们提议在美国俄亥俄州 Norton 建设一个 2700MW 电厂。该电厂有 9 台 300MW 发电机组和一个地下 700m 深的现有石灰岩矿洞，矿洞容积为 $120 \times 10^6 \text{ m}^3$ ，储能容量为 43GWh（van der Linden，2004）。人们还在美国俄亥俄州 Fort Dodge 附近选择了一个与该电厂无关的蓄水层，以 36bar（1bar = 10^5 Pa ）压力存储压缩空气。它以一种 100MW 的风电场为动力，预期在 2010 年投入运行。分隔开的蓄水层段还可以储存在价格低时买进的天然气，提供 200MW 发电容量。

这些电厂都靠燃烧天然气来运行，但从概念上说，如果用汽化生物燃料、林业废料等作燃料的话，它们至少对环境会更加友好。随着将来基于煤气化联合循环（IGCC，Integrated Gasification Combined Cycle）技术的清洁煤发电厂的 growth，预计也会有类似的非峰荷存储设施发展。IGCC 电厂可能灵活性较差，因此储能可以使这类电厂能在非峰荷期间保持运行。

5.4.2 需求侧管理

负荷性能管理经常被电力部门忽略，但它可以对电力系统运行和规划产生重大影响。这种管理的手段可归结为减少电量消费或把消费时间推后两类。前者包括高效照明及高效家用电器、建立能量管理系统及减少取暖及通风需求的建筑设计等技术。此外，对于大型工业及商业用户，高需求时的高收费会鼓励嵌入式就地发电的发展。在美国，在高峰和缺电期间，用户还可以把他们省下来的电卖给电力系统（Sweet，2006）。这样一来，峰值需求就可以降低，可以延后甚至避免建设新的发电厂及扩建输电网络。

这里人们更感兴趣的是电力需求从发电容量已充分使用的需求高峰期向有备用容量可用的低需求期偏离的时移。电力部门试图通过分时电价、显著抬高高峰电价来鼓励这种作用。对大用户还可能使用可中断负荷电价，用电价折扣换取电力部门要求时可以降低需求的承诺。快速常备备用可以在紧急条件下用低频敏感继电保护启动。这种方案可以降低需求的变化性，因此对电力部门有重大效益。例如，在新

西兰,可中断负荷已成为首要运行备用电源。然而,尽管风电出力很可能有日变化,但上述手段都不能直接支持风电并网。

低级别水加热和供暖、空调设备、游泳池加热,甚至制冷系统本质上都有固有储能能力,就是说电源可以从它们断开而没有显著的初始效应。气动压缩空气罐、生产线存货、城市抽水系统、水消毒及净化、铝冶炼等都有同样的储能能力。通常这些负荷不需要提前限电警告,可以给出即时全面响应。对于某些加工程序,可能需要一定的时间来操作阀门或完成停机步骤。因此,加热/制冷负荷可以在低负荷期间运行,在峰荷期间断开。另外,这些系统也可以在风电高发期启动,在无风时切除,从而降低风电高渗透率的影响。然而,负荷储能的一般特性是它的持续时间有限,例如,用户对供热水/取暖负荷限制(甚至没有事前通知)30~60min是可以接受的,但对持续停电导致不便就不能接受了(尤其是在寒冷冬季的傍晚,电力需求处于高峰时)。在有益方面来说,负荷特性与天气模式之间经常存在有用的相关性。因此,例如在北欧,冬季比夏季风大,白天比夜间风大(见图5-9)。冬季傍晚风大也会产生风寒因素,会进一步加大供暖需求。

针对当地(储能)负荷平衡单个风电场出力可以减少对电网的影响,甚至可以提高风电场发电能力。例如,南极洲 Mawson 基地的大型可控供暖负荷可以使风电渗透率在全年75%的时间达到100%,可使用燃料电池进行长期储能(AGO, 2003)。然而,这种配置的实际效益只有在把这种方法延伸到更大的电网覆盖区域并加以协调时才能得到。对英国北部地区电力公司(REC, Northern Electric regional electricity company)的一项研究指出,用户负荷的主动控制可以使陆上风电场被电网接受的容量增加1600MW(Milborrow, 2004)。在系统紧急情况下,快速切负荷能力也会提供宝贵的运行备用电源。在纽约州长岛电力局(LIPA, Long Island Power Authority),人们提议把有响应能力的负荷作为快速/紧急备用使用(Kirby, 2003)。他们考查的主要是居民用和小型商用空调恒温器。LIPA有20000多个居民用户和300多个小型商业用户。他们有集中控制的空调恒温器,可以降低峰值需求,降低夏季的电网约束。可用的降低需求为25MW,而据保守估计,在高需求期可以以很低代价获得75MW的10min紧急备用——备用规定与系统需求密切相关。在LIPA方案中,降低需求通过提升温度设定点实现,而备用用完全切除负荷来实现。因此,同一负荷既可以使负荷降低,也具有备用能力。同样,在宾夕法尼亚—新泽西—马里兰(PJM, Pennsylvania, New Jersey and Maryland)控制区内,一个限负荷服务器(curtailement service provider)在冬季可通过控制居民电热水器、水泵和储热供暖器(thermal storage space heater)使负荷降低约50MW(夏季降低35MW)(Heffner等, 2006)。45000个负荷控制开关的通信和调度用电话/无线电通信系统实现,管理日峰值负荷。

负荷性能预测通常准确度很高,如5.2节讨论的。预测有响应能力负荷的可用

性应该同样也可以实现，甚至可能更容易，因为储能设备的容量和额定值（与总负荷相比）可能分散性较小而且很可能在每天、每年的同一时间在同一气候模式下投入。然而，负荷管理方案面临的困难是集中控制与协调投切操作的能力。传统上，通信与控制技术容易监控少量大型资源（发电机）而不是多个分散资源（负荷）的运行。无线电远程操作和电源信号波纹控制在热水供暖上已经使用多年，例如，容量适当的家用延时热水罐可以 24h 提供合适的水，但它是在夜间低谷期的 7h 内加热的（McCartney, 1993）。然而，它的通信是单向的，而且指令仅每 24h 发出一次。通信技术现在已发展到可以实行空调负荷实时双向控制的状态（Kirby, 2003）。使用电子传呼系统可以让恒温器接收减负荷命令，回复应答/超驰信号和提供系统状态报告。恒温器可以集体地、单独地或成组地访问，这样局部电网约束可以直接按地址施加。也可以使用文本信息及电源发送信号的方法。或许更方便的是把空调、冰箱等负荷设计成频敏的，在频率过高时加大负荷，在频率过低时减小负荷——就像汽轮发电机的调速器控制一样（Vince, 2005）。很多现代办公室和建筑物都把能量管理控制系统集成进去，使它们有能力控制与供暖系统、空调及照明相关的电气设备。它们通常还提供远方监控功能，但目前只有极少的电力部门在它们的控制中心利用这种特性。

5.4.3 氢气储能

氢被人们提议作为将来的能量储存载体及一种新的运输经济的基础。原因很简单：氢是最轻的化学元素，在所有燃料中具有最佳的能量/质量比，在燃料电池中可以高效清洁发电。确实，它的废弃物（水）可以电解产生更多燃料（氢）。氢便于用管路或储罐长途运输，从而可以在完全不同的位置发电和利用，而且它的储存方式多种多样（气态、液态、金属氢化物等）。对于运输需求来说，汽车燃料电池集合了能使用多种燃料、高效、零排放及低噪声等优越性。它的便携式应用如移动电话、膝上计算机等也可以使用这种紧凑型储能。通过废热利用，燃料电池还可以鼓励离散型发电及 CHP 的发展。

冰岛为自己设定了建设世界上第一个氢能经济的目标，计划在下一代（2030 ~ 2040 年）完全消除对化石燃料的需求。它将用可再生能源（水电和地热）实际上满足所有电力和热力需求，而过剩能量被用于电解法生产氢（Árnason 和 Sigfússon, 2000）。同样，美国能源部的目标是到 2030 年至少年耗电量的 10% 要由氢气燃料电池提供。丹麦能源部的一项研究预测，到 2030 年，风电的增长会使 60% 的运输能源需求由氢来满足（Sorensen 等，2004）。还有 20% 的车辆预计会用生物质汽化获得的甲醇作为动力，而它也是以风电为动力生产的。

5.4.3.1 氢气生产

氢资源丰富，遍布全世界，没有政治疆域的限制，但它又被禁锢在水、甲醇、乙烷及其他碳氢化合物等化合物中。将氢释放出来的方法有：化石燃料的蒸汽转

化,水中单细胞蓝藻细菌的代谢合成,水在高温下($>2000^{\circ}\text{C}$)热解及用藻类等单细胞有机物进行水和二氧化碳的光合作用。目前,世界上大部分氢是通过蒸汽转化生产的,但从环境角度看,这种方法不太合乎逻辑,因为它涉及化石燃料,而且也排放 CO_2 。这里更适用的方法是可以把氢原子与氧原子分开的水电解法。电解所需的电现在在很多都来自燃烧化石燃料,同时会把污染排放到大气中。然而,风力、潮汐、生物质能、光伏等发电形式都可以用来生产氢气,而且在整个循环中没有排放。它们的代表性转换效率为 $77\% \sim 82\%$,但技术在不断发展。如先进的锂电解电池可以把这一数字提高到近 90% (Sherif等,2005)。通常,电解厂可以运行的负荷系数范围很宽,使它很适于风电平衡,但电极寿命和循环效率在恒定输出下运行会更高。

5.4.3.2 氢气储存和容器

氢气一旦生产出来就必须立即解决储存和容器问题。与常规化石燃料相比,氢的能量/质量比高,但能量密度(能量/体积)低。提高密度的最明显方法是压缩。在世界范围内,如氦、城市燃气和氢等气体都储存在岩层、废弃盐矿及天然气洞室中。例如,法国煤气公司(Gaz de France)把富含氢的精炼副产品储存在法国Beynes附近的蓄水层中,而德国基尔(Kiel)公用事业公司把城市燃气(含 $60\% \sim 65\%$ 氢)储存在地下岩洞中。这些储存库容量巨大,然而这类自然储存库的可用性和可进入性通常却很有限。所以人们会代之以尺寸适当的容器,使用的标准储存压力为 $350/700\text{bar}$ 。可达到的储存效率约为 90% ,与地下储存具有可比性(Schaber等,2004)。因为电解槽可运行于高达 200bar 压力下,因此可以不必另加压缩设备,从而降低成本。可达到的能量密度分别为 $3000\text{MJ}/\text{m}^3$ 和 $5000\text{MJ}/\text{m}^3$,因而大大高于充电电池($600 \sim 800\text{MJ}/\text{m}^3$)和液流电池($100 \sim 150\text{MJ}/\text{m}^3$)的相应数值。其他正在开发中的技术还有液态冷冻储存、在纳米材料中吸附、在非常靠近的石墨薄层或石墨片之间($\approx 6 \times 10^{-10}\text{m}$)储存,有机骨架(硬塑料)用各种原子或分子与氢组成共价键,包括金属氢化物(Crabtree等,2004)。这些方法可以进一步提高能量密度,但很可能成本昂贵而且效率不高。对于电力部门来说,储能密度的重要性仅在于对发电设备自身尺寸的要求,因此它很可能要寻找更经济的压缩方法。对能量密度很重要的小型便携式用途,包括车辆,可能需要考虑其他替代方法。

从长远考虑,氢气管路设施很可能在世界范围得到发展。过剩氢气(即能量)可以提高压力后暂时储存。美国有人提出一项建议,用氢气管路把位于南达科他州的风电场(把水电解生产氢)与 1600km 外的芝加哥连接起来(Keith和Leighty,2002)。如果气体压力是 $35 \sim 70\text{bar}$,则氢储存的能量可达到 120GWh ,相当于 24h 的不变负载 5GW 。除提供储能能力外,该方案还有降低风电变化性的效益,因为风能不再直接用来发电。对于距离大于 1000km 的情况,以氢为载体输送能量比高

压输电还要经济（Sherif 等，2005）。

5.4.3.3 燃料电池发电

使用 OCGT 配置可以把储存的氢再转换为电能。然而，即使不计运输损耗和在起始地点将电转换为氢的相关损耗，它的电效率通常也较低（30% ~ 35%）。燃料电池提供了一个替代办法，它的主要结构是一个电解槽（液体或固体的）隔膜，夹在两个电极之间。燃料电池按使用的电解槽性质和运行温度分类，每类都需要使用专用材料和燃料（Sherif 等，2005），见表 5-2。电化学效率通常会随运行温度提高而加大。通常隔膜的性质会决定运行温度，而加快电化学反应速度通常需要如铂等贵重的催化剂。质子交换膜（PEM）燃料电池主要用全氟化磺酸聚合物作电解槽。因为隔膜必须与运动水分子结合，所以限制它的运行温度必须低于 100℃。与此相反的是，固态氧化物（SO，Solid Oxide）燃料电池使用钙钛基隔膜，必须在温度高于 800℃ 时才有足够的导电性——这就要求使用昂贵的结构材料并限制使用它的运行环境（Crabtree 等，2004）。

表 5-2 燃料电池分类

燃料电池类型	电 解 槽	效率（%）	运行温度/℃	燃 料
碱性	氢氧化钾（浓）	50 ~ 60	50 ~ 90	H ₂
直接醇类	聚合物隔膜/液态碱	35 ~ 40	60 ~ 120	甲醇、乙醇
熔碳酸盐	碱金属（Li、Na、K）碳酸盐	45 ~ 55	600 ~ 750	H ₂ 、CH ₄ 、沼气、煤气等
磷酸	磷酸（浓）	35 ~ 45	150 ~ 220	H ₂ 、CH ₄
PEM	聚合物隔膜	35 ~ 45	60 ~ 90	H ₂
固态氧化物（SO）	金属氧化物（Y ₂ O ₃ /ZrO ₂ ）	45 ~ 55	700 ~ 1000	H ₂ 、CH ₄ 、沼气、煤气等

除了氢气等明显的原燃料，碳氢化物、酒精、煤炭也可以看做氢的可利用来源。也可以使用沼气和生物质等更加环境友好的燃料。例如，纽约港口管理部门使用废水处理厂生产的厌氧沼气作燃料（Kishinevsky 和 Zelingher，2003）。对于多数燃料电池来说，这类燃料必须用变换装置或煤炭汽化装置转换为氢气（可能要产生 CO₂ 排放）。然而，高温燃料电池通常能直接使用化石燃料（天然气、煤气等）。它也会产生污染排放，但氢是以化学方法释放的（不是以燃烧方法），所以污染量低。氢通过把氢分子分成电子和质子的电极（阳极）。仅质子可以穿过电解槽隔膜进入阴极，在那里与氧化合形成水。氧可以来自空气，也可以来自水电解（产生氢）的副产品。生产的废热也可以以热电联产（CHP）方法来利用，从而提高转换效率。

用氢化物覆盖一个电极可以把燃料电池与氢气储存两种功能合并到一个装置上（Sherif 等，2005）。这样，在水电解期间，氢气可以被涂覆在一个电极上的钛镍合金吸收。然后，该装置可以逆向运行，把储存的氢变为金属氢化物，成为燃料电

池。然而,为使前一过程储存的能量(容量)与后一功能的额定功率无关,氢的储存量可能仍然与燃料电池的发电量有明显差别。

对于电力企业的大规模储存应用来说,它选择使用的技术将取决于作为燃料电池使用纯氢气(从水电解得到)的能力、转换的电气效率、燃料电池跟踪负荷的能力,及由此可以提供的对风电及其他可再生能源波动的调节能力。在可用的各选项中,SO 和 PEM 最可能成功(Steinberger-Wickens, 2005)。SO 燃料电池电气效率高,但不太容易停运,所以更适用于基荷而不是灵活调节负荷。PEM 燃料电池则相反,它的运行温度较低,可以快速启动,运行灵活,更加耐用。用固态聚合物作电解槽可以提高安全性,便于运输。因此 PEM 技术更受运输应用方面的青睐,随着燃料电池汽车数量的逐步增长,它的成本会大大降低。

5.4.3.4 并网

目前还是氢经济的早期,它的最终结构还不明朗,它如何与现有电力基础设施整合才最佳也仍然不确定。未来发展的一个限制因素是燃料电池的效率——可能的目标数值是 60%。如果把它与电解效率 90% 及压缩储存效率 90% 综合考虑,则可达到的总体循环效率约为 50%。这样的效率与抽水蓄能(60% ~ 80%)、二次电池(75% ~ 85%)、液流电池(75% ~ 80%)及空气压缩储存(75%)相比相当不利。氢优于其他技术的一个长处是,如果有了管路/输送设施,它的能量储存和发电可以在物理上分离。然而目前的内燃发动机效率更低($\approx 20\%$),而且还排放有毒物质,这强烈暗示,燃料电池汽车会有光辉的未来。

并入电网的可用选项很多:氢可以在电力公司层次上储存,然后在峰荷期间沿输电线路以电气方式分配;氢也可以直接送到终端用户,在那里用燃料电池供电和(用废热)供暖。也可以用氢驱动氢动力车组、公共汽车及其他车辆。但最可能的情况是,以上各情景的组合将在政府政策、地形地貌因素以及影响最终平衡的技术经济理由下演化(Anderson 和 Leach, 2004)。

风力发电可以以很多方式适应人们提议的这种结构:小规模就地生产氢气可以降低风电的变化性,保护区域电网防止发生过负荷,在无风期提供短时后备电源等。例如,苏格兰电力公司(ScottishPower)从 2007 年起利用(不能为苏格兰当地电网接纳的)过剩风电出力生产氢气,目标是使用于这一目的的风电装机达到 200MW。也可以建设主要目的是生产氢气而不是联网电力的风电场。将氢气用于运输及其他方面(而非燃料电池发电)会降低电力系统可能是非商务方面的效益。随着大型海上风电场的预期增长,氢气管路会提供送风电上岸的替代方法。它必需的设备成本和输送损耗与敷设高压电缆具有可比性。然而,由于电氢的正、反向转换循环效率低,所以只有氢能源具备系统效益或市场效益时,它才具有合理性。

第 6 章 风电功率预测

6.1 引言

风电在电力系统中的渗透水平不断提高，带来了对准确、可靠、在线运行的风电功率预测系统的需求。Schwartz 归纳输电网运营商（TSO）对预测系统的典型要求是（2000）：

- 预测对象应是风电输出功率，而不是风速，预测提前时间应延长至 48h。
- 预测应包含每个风电场、风电场群以及 TSO 辖区内的所有风电。
- 预测应是准确的，并提供相应的置信水平——调度员在处理较大预测不确定度时应倾向更加保守。
- 应能预测到风电出力可靠性的变化。
- 应能理解导致预测结果变差的气象条件。
- 应利用历史数据提高预测精度。

风电功率预测可作为多种仿真工具的输入（市场运作（market operation）、机组优化组合、经济调度以及动态安全评估），系统运行人员可利用这些仿真工具确保电力系统经济、高效、安全运行。

最近 10 年或更长时间内，风电功率预测技术领域开展了大量研究工作，并取得了显著进展，然而，仍有很大的提高空间。到目前为止，预测系统的预测方法主要有两类：一类主要采用物理建模技术，另一类主要采用统计建模技术。物理建模方法包含了尽可能多的大气物理过程。统计建模方法基于测量得到的风电场输出功率的时间序列数据，该数据一般通过在线获得。如果单纯采用统计建模技术，只能在 0~6h 内获得较好的预测结果。对于大于 6h 的情况，尤其是 12~48h 的预测，要想获得成功，就必须以数值天气预报（NWP, Numerical Weather Prediction）为输入。随着预测技术在过去十年不断地发展，出现了大量融合了物理与统计思想的预测方法，而大部分现代高级风电功率预测系统都采用了这种物理、统计相结合的预测方法。

本章首先概述相关的气象背景知识，简单介绍 NWP 这一非常复杂的专业领域。接下来介绍最基础的预测模型，即持续法预测模型，并据此对评价预测系统特性的不同误差评价方法进行介绍。随后介绍其他高级风电预测系统。针对特定应用下不同预测系统获得的结果进行讨论，以此说明预测系统的一些重要特征。

6.2 气象背景

6.2.1 气象、天气与气候

气象学是一门行星大气科学。在研究地球时,气象学主要关注大气的物理状态、动态过程、化学状态,以及大气与下垫面包括生物圈的相互影响(Meteorological office, 1991)。气象学的研究方法同时涉及定性与定量分析,它的根据既有观察也包括分析,还要使用复杂的数学模型。理解并预测由太阳辐射加热引起的大气内部运动,是气象学的核心内容。

气象学包括对天气与气候的研究。天气是指某地区在某一时刻或较短时间内大气状态的变化以及对地球的影响。天气要素包括:温度、气压、风、湿度、云量、降雨、日照以及能见度等。气候是天气在某地区一年或多年变化过程的综合。气候不仅描述天气要素的平均水平还包括极端天气状况以及发生频率。因为天气要素的平均水平会逐年发生变化,所以气候只能按照某段时间来定义。气候数据经常按照日历月来表述,而为了能够获得足够的代表月数据,气候数据的计算时间也要足够长(如30年)。某地区的气候特征往往受到该地区所处纬度、与海洋的距离、大陆板块、大尺度大气环流、海拔以及局地地理特征的影响。

风电气象学这一术语主要用来描述气象学与气候学应用于风力发电时所涉及的理论与实践,Petersen等首次提出了这一概念(1997)。过去几十年,这一领域在以下三方面取得了进展:(1)区域风能资源评估,(2)风电机组微观选址,(3)风电场与短期风电功率预测。

6.2.2 大气结构与尺度

大气是指在地球引力作用下附着于地球表面的气体薄层。大气在水平与垂直向上的空间尺度差别很大。水平空间尺度非常大,与地球尺寸处于同一数量级(地球平均半径约为6370km),只有通过地球静止轨道卫星拍摄的地球照片才能分辨。垂直空间尺度相对而言非常小。尽管大气上表层没有非常明确的定义,然而,90%的大气重量都集中在16km以下部分,而该部分对应的厚度只为地球半径的0.3%(McIlveen, 1992)。16km以下部分尽管空间尺度非常小,但对气象过程的影响却非常重大,因为大部分云层活动(cloud activity)与天气现象都发生在这一部分,该部分大气称为对流层。

大气结构在水平与垂直方向上也存在较大差异,因为垂直梯度大于水平梯度,大气在垂直方向上存在明显分层。例如,垂直方向上温度降低为 $6^{\circ}\text{C}/\text{km}$,而在中纬度地区,对应最强烈水平梯度的锋面系统,在水平方向的温度变化也很少超过 $0.05^{\circ}\text{C}/\text{km}$ (McIlveen, 1992)。

从开发风电的角度来看,大气中最值得关注的区域是紧贴地球表面的行星边界

层。行星边界层的厚度范围为 500 ~ 2000m，其大气运动主要由湍流与下垫面的相互作用主导，而湍流的空间尺度一般为 5 ~ 500m。行星边界层以上的大气称为自由大气，自由大气受下垫面摩擦影响较小，它的大气运动主要受大尺度扰动支配。

大气运动现象非常复杂，它涵盖了空间与时间上不同尺度的运动。小尺度运动可以通过蜡烛燃烧产生的烟来观察，中尺度运动的特征可以通过化石燃料火电厂释放的烟羽来表征，而大尺度环流只有通过地球静止轨道卫星来观察。大气在空间尺度上横跨八个数量级，而在时间尺度上，随着扰动现象的全生命周期过程，也存在与空间尺度类似的尺度范围。大气在空间与时间尺度上的划分如图 6-1 所示（McIlveen, 1992）。扰动现象涵盖了云层形成时对流过程中出现的短暂小尺度湍流到中尺度系统，如海风，以及在西北欧地区占支配地位的天气模式，即天气尺度下温带气旋的发展与衰退。在这些不同尺度的天气现象中，空间尺度与时间尺度的比大约为 1m/s，如图 6-1 中的虚线所示。这是一种评价大气活动强度的方法。

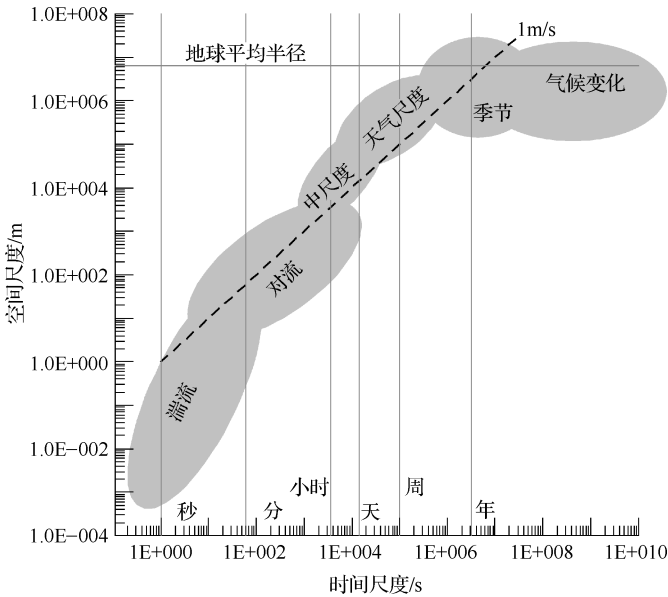


图 6-1 大气扰动现象的空间与时间尺度

6.3 数值天气预报

大气状态可以用七个变量来描述：气压、温度、湿度、空气密度以及风矢量（两个水平分量与一个垂直分量）。以上变量的表现受七个物理方程控制，其中三个方程源于热力学，其余四个方程源于流体力学（Atkinson, 1981）。热力学方程来自气体定律，也称为状态方程，包括热力学第一定律与水汽方程。流体力学方程包括连续方程与牛顿第二定律用于 X、Y、Z 方向得到的三个运动方程。以上七个基本方程

包括了大气变量以及各变量对应的空间与时间导数。为使大气模型能对大气行为提供有用的描述,必须得到方程组的解。一般来说,很难获得解析解,只能通过数值方法求解。求数值解的任务是计算出随着仿真时间的推移,各气象变量是如何变化的。

数值天气预报(NWP, Numerical Weather Prediction)是一种客观预测。在这种预测中,大气未来状态完全由描述气象变量演变过程的方程组的数值解来确定,而这些气象变量共同决定了大气状态(Meteorological Office, 1991)。Kalnay等人(1998)对NWP的发展进行了非常完美的总结。文章指出,虽然预测技术在过去二十年取得了巨大进步,但对于NWP而言,在三个方面仍有待进一步提高:(1)更好的大气模式,(2)更好的观测资料以及(3)更好的数据同化方法。数据同化包括:对通过全球通信系统(GTS, Global Telecommunication System)获得的气象观测数据进行质量检查;将获得的数据转换为分析所需的格式,处理模拟区域的侧边界条件;采用统计方法修正第一步预测结果(通常来说,预测结果来自前一步分析结果),因此通过数据同化处理可以使第一步预测与观测值之间的差最小化。以上所有计算的改善都涉及大规模的密集计算(computer intensive),并可以通过加大计算机能力来提高可用率。

对大气数值模拟的基本原则之一是将连续流体通过一系列离散点上的七个气象变量来表征。这些离散点按照带有固定空间坐标的三维网格排列。网格点间隔也被看做空间分辨率或格距。因为大气在垂直方向存在分层结构,所以垂直方向与水平方向的空间分辨率是不同的。增加网格分辨率可以提高大气模式的精度,但也会额外增加计算量。如果网格尺寸减半,对应计算量会增加到 $2^4 = 16$ 倍,因为每个方向上的网格数会增加一倍,且对应的积分数量也会增加一倍。

垂直与水平方向空间分辨率的选择显然非常重要。大气运动存在不同的空间尺度,大到数千千米小到1mm。为捕捉到所有大气过程,大气模式的空间分辨率理论上应能达到1mm。然而这样显然会带来过重的计算负担。此外,设定的空间分辨率将把所有小于该分辨率的大气物理过程都排除在外。因此,对于空间分辨率的选择实质上是在可接受的计算精度与可利用的计算资源之间的一种折衷。

对于给定的网格分辨率,总是存在一些次网格尺度的物理过程是模型不能求解的。为了尽可能与实际相符,模型必须考虑这些过程的净效应。一般通过基于统计或经验得到的参数化方案来表征这些效应。然而,这些参数化方案也会增加计算量。

NWP模式可以是全球模式或有限区域模式。有限区域模型一般都嵌套在全球模式中。欧洲广泛应用高分辨率有限区域模式(HIRLAM, High-resolution Limited Area Model),该模式是多国气象机构合作的产物,这些国家包括丹麦、芬兰、冰岛、爱尔兰、荷兰、挪威、西班牙、瑞典与法国。HIRLAM每6h从欧洲中期预报中心(ECMWF, European Centre for Medium Range Weather Forecasting)的全球大气模式获取侧边界条件。丹麦气象研究院(DMI, the Danish Meteorological Institute)

的HIRLAM模式的研究区域如图6-2所示。内层区域（丹麦周边和格陵兰周边）采用5.5km的较高网格分辨率，并从网格分辨率为15km的外层区域获取侧边界条件。所有区域在垂直方向上均有40层。外部区域的时间步长为300s，而内部区域的时间步长为90s。每三个时间步长应用一次物理参数化方案。

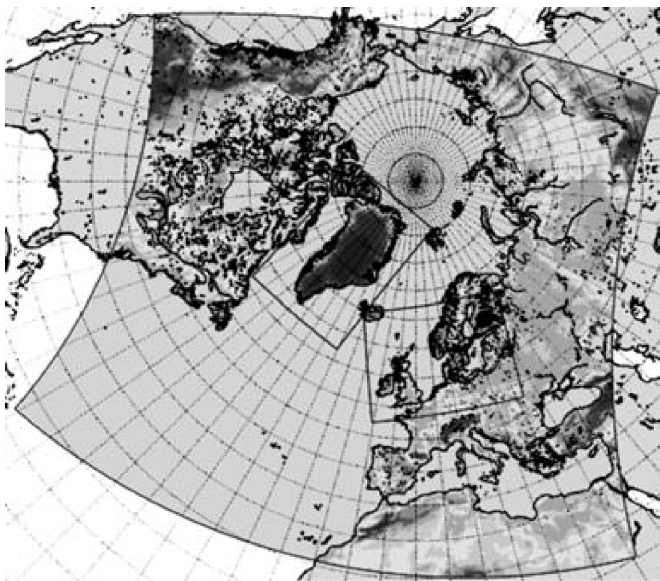


图6-2 DMI-HIRLAM的区域划分

6.4 持续预测

过去二十年已经开发出大量高级风电功率预测系统，然而仍然有必要以最简单的预测系统，即持续预测模型作为开始。这同时也可以评价不同预测方法的优劣和误差指标。持续法认为风电功率预测值等于风电功率最近的测量值。

$$\hat{P}_p(t+k|t) = P(t)$$

式中， $\hat{P}_p(t+k|t)$ 是 t 时刻预测得到的 $t+k$ 时刻的预测值； $P(t)$ 是 t 时刻的测量功率； k 为预测的提前时间。

尽管持续法非常简单，但实际上，对于提前时间为0到4~6h预测来看，其他方法也并不能获得更好的结果。原因在于，大气系统变化非常慢。然而，随着提前时间增加并超过6h，持续法的预测效果将很快变差。持续法常作为评价其他高级和复杂预测系统的参考。

6.4.1 误差指标

对于一个风电功率预测系统，存在大量预测误差指标，在比较不同预测系统的

性能时,必须弄清这些指标之间的差异。Madsen 等 (2004) 对这些误差指标进行了归纳,本文采用与该文相同的误差符号。

对于指定的提前时间 k , 预测误差定义为该时刻测量值与预测值的差,

$$e(t+k|t) = P(t+k) - \hat{P}_p(t+k|t)$$

式中, $\hat{P}_p(t+k|t)$ 是 t 时刻预测得到的 $t+k$ 的预测值; $P(t+k)$ 是 $t+k$ 时刻的测量值。需要注意的是: 这一定义与直觉是相反的。即如果风电功率被过预测, 则误差为负, 相反, 预测值低对应正误差。为使得预测结果与风电场容量无关, 给定的功率往往进行归一化处理, 即由实际功率 (MW) 除以风电场装机容量 (MW)。

预测误差分为系统分量和随机分量:

$$e = \mu_e + v_e$$

系统分量 μ_e 为常数, 而随机分量 v_e 为零均值。模型偏差或系统误差为整个测试期间的平均误差, 并针对每个提前时间计算得到。

$$\text{BIAS}(k) = \hat{\mu}_e(k) = \overline{e(k)} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N e(t+k|t)$$

平均绝对误差 (MAE) 与方均根误差 (RMSE) 是两类广泛使用的评价预测性能的误差指标。MAE 定义如下:

$$\text{MAE}(k) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |e(t+k|t)|$$

均方差 (MSE) 为

$$\text{MSE}(k) = \frac{\sum_{t=1}^N (e(t+k|t))^2}{N}$$

方均根误差由下式表示:

$$\text{RMSE}(k) = \sqrt{\text{MSE}(k)} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N (e(t+k|t))^2}{N}}$$

需要指出, 系统误差与随机误差对 MAE 与 RMSE 均产生影响。

另一种可替代 RMSE, 并得到广泛应用的误差指标为误差分布的标准偏差估计值。误差的标准偏差由下式给出:

$$\text{SDE}(k) = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N (e(t+k|t) - \overline{e(k)})^2}{N}}$$

对 SDE 而言, 只有随机误差对误差指标有贡献。对于 RMSE 与 SDE, 较大的预测误差值对误差指标的贡献要大于较小误差值。

为说明这些误差指标代表的意思, 现将持续法应用于以下两种情况: (1) 单个风电场, (2) 15 个地域分散的风电场。单个风电场的容量系数较高, 而 15 个地域分散的风电场的总装机容量为单个风电场的 20 倍。测量功率进行归一化处理,

在 6 个月的测试时间内，分别计算预测结果的 MAE、RMSE 及 SDE，并按照提前时间 1~48h 绘制出图 6-3 所示的图形。正如前面提到的，随着时间的增长，持续预测法的预测偏差快速增大。由图 6-3 可以清楚地看到，对于单个风电场，提前 6h 预测，在测试期间内的平均误差为装机容量的 16.8%；而对于地域分散的 15 个风电场，平均误差为装机容量的 11.2%。RMSE 与 SDE 中包含了平均误差，因此不能直接解释预测误差。

由图 6-3 中也可以清楚地看出，15 个地域分散风电场的预测误差在所有预测时长上的预测误差都小于单个风电场。误差指标对单个风电场改善的标么值如图 6-4 所示。由图 6-4 可知，在较短时长内，改善效果非常明显，但随着预测时长增加，改善效果急速下降。预测结果改善的原因主要在于地域分散风电场具有平滑作用。

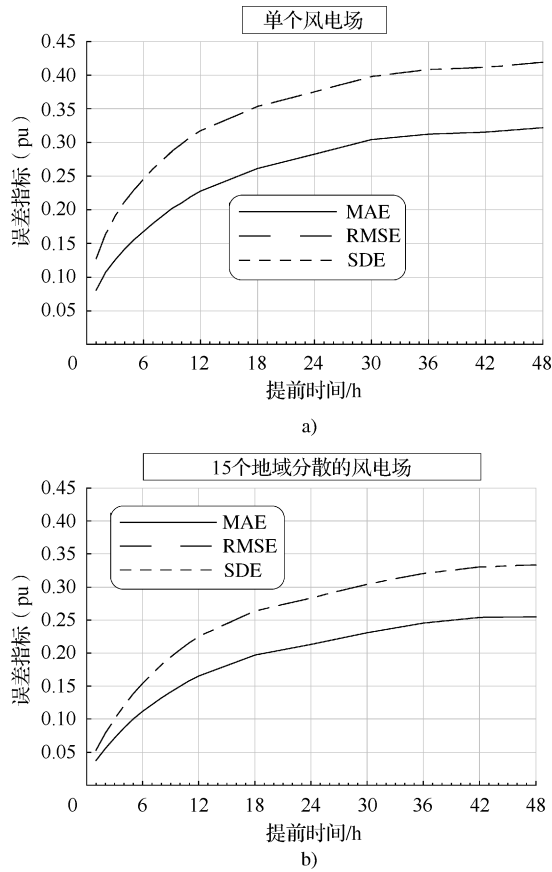


图 6-3 对应不同提前时间，按单位装机容量给出的误差指标

a) 单个风电场 b) 15 个地域分散风电场

注：采用基础持续模型，对 6 个月测试时间的预测结果进行计算得出。注意，以上图中 SDE 与 RMSE 重合在一起，无法区分。

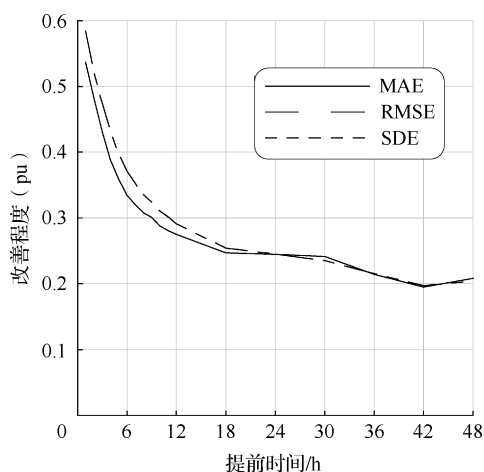


图 6-4 采用基本持续法得到的 15 个地域分散风电场相对于单个风电场的误差改善

6.4.2 参考模型

持续模型在风电功率预测中常被用作评估其他预测模型的参考模型。

持续预测模型的改进型称为移动平均 (MA, Moving Average) 预测模型。MA 模型的一个例子是用近期几个测量值的平均值取代最近的测量功率值。

$$\hat{P}_{MA,n}(t+k|t) = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} P(t-i)$$

尽管移动平均预测模型在较短时间的预测结果仍然很差,但与基本持续模型相比,对于较长时间的预测,结果相对较好。上式中, n 可以为无穷大,因此该模型趋于得到全局平均值 $\overline{P(t)}$, 该值为 t 时刻所有可用风电功率测量值的平均值。该值也可作为一种参考模型。

Nielsen 等 (1998) 提出了一种结合了基本持续预测与移动平均预测模型优点的新参考模型,由下式给出:

$$\hat{P}_{NR}(t+k|t) = \alpha_k P(t) + (1 - \alpha_k) \overline{P(t)}$$

下标 NR 表示新参考模型, α_k 为 $P(t)$ 与 $P(t+k)$ 的相关系数。该模型需要对由测量数据组成的训练集进行分析,以此来计算所需的统计量 $\overline{P(t)}$ 与 α_k 。

图 6-5 给出了分别按单个风电场和 15 个地域分散风电场总装机容量取标么值后得到的风电功率测量值在一年中的时间序列。每个时间序列按 6 个月划分为两个数据集,一个是训练集,另一个为测试集。由图 6-5 可知,15 个风电场的功率平滑性要优于单个风电场,而该 15 个风电场的功率从未达到额定功率 (见第 5.3.2 节)。

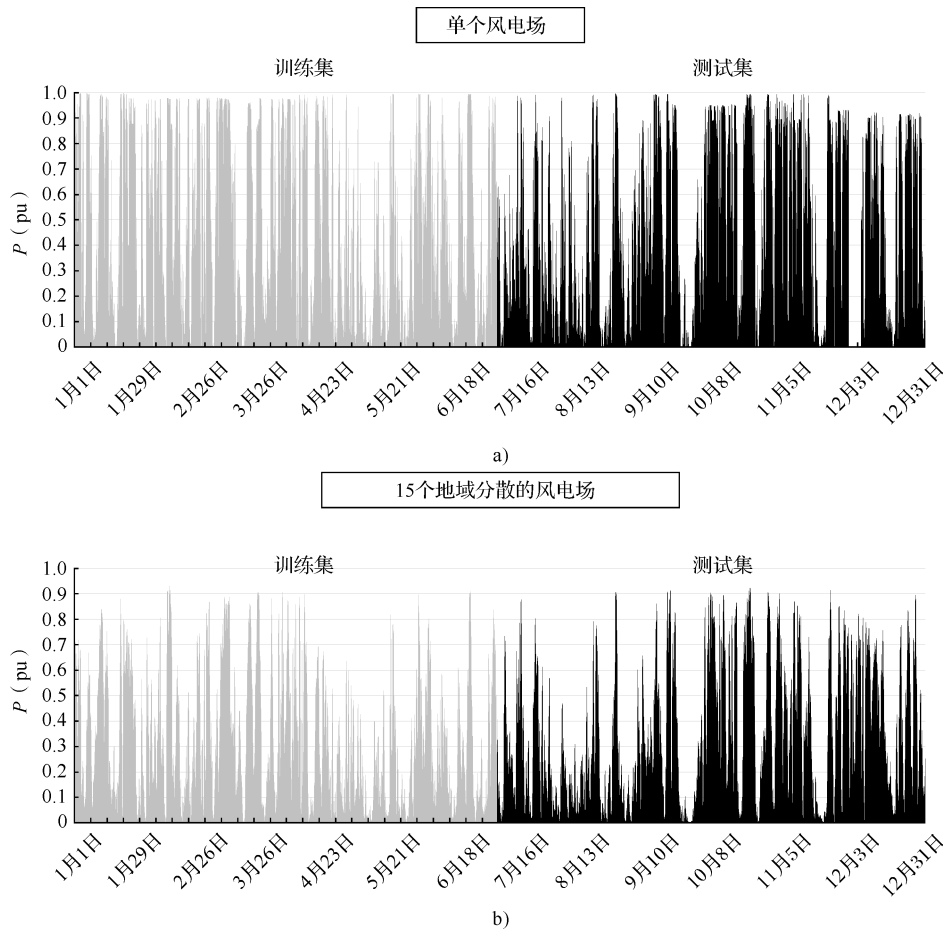


图 6-5 测量功率的时间序列，分为训练集与测试集

a) 单个风电场 b) 15 个地域分散的风电场

训练集用来计算所需的统计量，而新的参考持续模型可用于测试数据集。按预测提前时间绘制预测误差指标，得到图 6-6。对照采用基本持续预测模型的图 6-3，可以清楚地看到，新模型保持了原模型在较短时间的预测性能，而基本持续模型对于较长提前时间较差的预测性能得到了非常明显的改善。如图 6-7 所示，新参考持续模型对于 15 个风电场在所有时长上的误差指标较单个风电场均有持续提高。预测结果的改善对于较短预测时长是非常明显的，但随着时间加长，改善作用将很快降低。

使用高级风电预测模型很容易改善基本持续模型在较长时间的预测效果，这一现象往往造成人们对这些模型性能的错觉。这一新参考模型对于评价那些高级风电预测模型性能而言，是一个非常有挑战的基准。

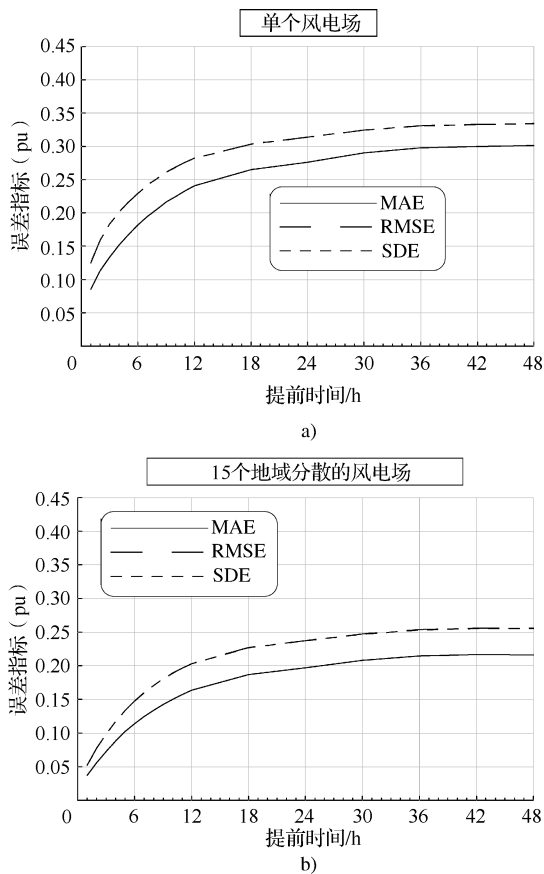


图 6-6 按装机容量标幺值得到的误差与预测提前时间的关系
a) 单个风电场 b) 15 个地域分散风电场

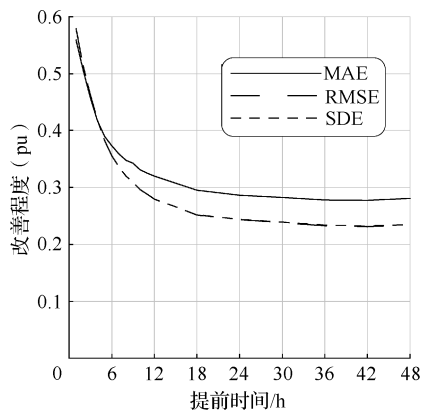


图 6-7 由于风电场输出功率总加，新参考持续模型的误差指标得到改善

在进一步分析结果时，绘制误差分布图是另一类广泛应用的工具。对于同样的6个月测试数据，图6-8给出了单个风电场与15个风电场，采用基本持续预测模型在1h和6h预测结果的误差分布。图中每个间隔为装机容量的0.05pu。每个图中都可以观察到误差分布的锐度与偏度，表明预测结果的误差以及误差程度有所加大，当然，对于系统运行人员来说，这些误差是非常显著的。图中可以清楚地看出，较短时间预测与总加功率预测的误差分布锐度较高。

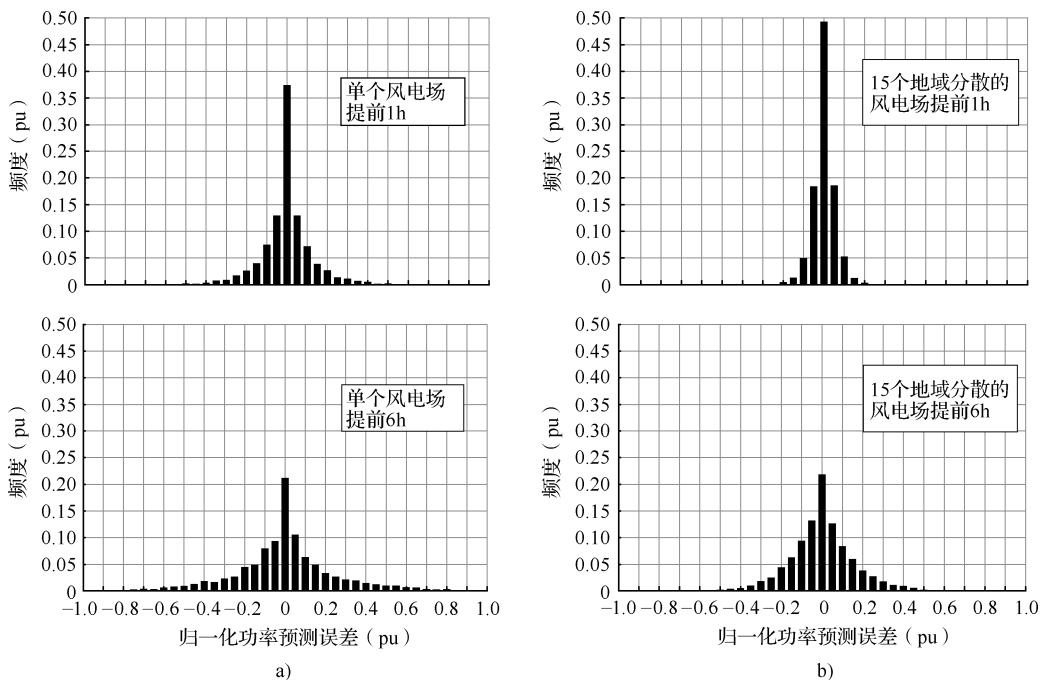


图 6-8 基本持续预测模型在 1h 和 6h 预测结果的误差分布

a) 单个风电场 b) 15 个地域分散的风电场

可以用下式求出高级预测模型相对于参考预测模型的改善程度：

$$\text{Imp}_{\text{ref,EC}}(k) = \frac{\text{EC}_{\text{ref}}(k) - \text{EC}(k)}{\text{EC}_{\text{ref}}(k)}$$

式中，EC 为评估标准，可以为 MAE、RMSE 或 SDE。再次针对同样的测试数据，对两种算例：(i) 单个风电场，(ii) 15 个地域分散风电场，采用 RMSE 作为评估标准，得到新参考模型相对于基本持续模型的误差改善，如图 6-9 所示。两种算例下，改善效果都是预测时间较长的较为明显。

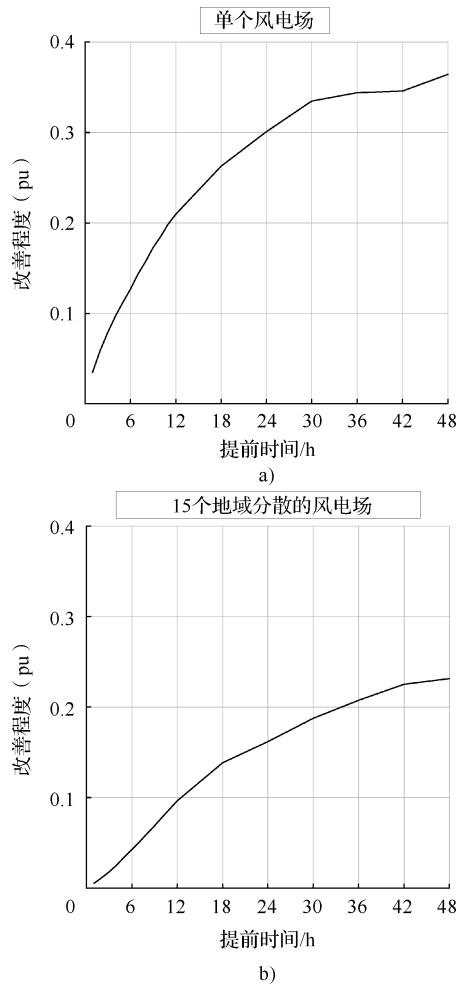


图 6-9 用 RMSE 为评估标准，得到的新参考模型对于基本持续模型的误差改善
a) 单个风电场 b) 15 个地域分散的风电场

6.5 高级风电功率预测系统

图 6-10 是一个典型风电功率预测系统的输入输出信息流示意图。系统中心为风电功率预测模型，模型以气象信息和风电场信息为输入，为主要用户提供风电功率预报。主要用户包括输电运营商、电量交易商和风电场业主。模型完成的主要任务是：(1) 降尺度；(2) 将风预测转化为功率预测；(3) 预测结果外推。这些内容将在后面说明。该系统在线运行，更新频率不低于 NWP 的更新频率。在它的典

型应用中，系统应包含分散在一大片区域内的多个风电场，因此显然特别需要一个坚实、高效、安全可靠的通信系统。

预测系统的主要输入是 NWP，通常由国家级气象服务部门提供。NWP 模型的准确性对超过 6h 预测的准确性有至关重要的影响。NWP 预报是动态的，通常每 6h 提供一次，预测未来 48h 的数据。

气象模型输出是一组风速、风向预报值的三维网格点。该网格的水平分辨率较为粗糙（典型范围为 5 ~ 40 km），它还有直到近地层的大量垂直分层（典型层数为 20 ~ 40）。垂直层多集中在行星边界层。预测模型的第一个任务是降尺度，也就是将四个距离最近的 NWP 格点的预报值转换为本地风电场场址处的风预报值。一种典型情况如图 6-11 所示，NWP 预报值的可用格点为 1, 2, 3, ..., 9，需要给出处于复杂地形中的风电场位置的局地风预报。显然，NWP 模式在水平方向上的分辨率不能捕获地形和局地热效应对流体的作用。

一种降尺度方法涉及最近四个 NWP 格点精确的空间内插。还有一种更复杂、在地形非常复杂的情况下被证明是正确的方法，即采用一个更高分辨率的中尺度或微尺度的物理模型来确定局部地形对流体的作用。NWP 模式的结果用于初始化和设置该中尺度或微尺度模型的边界条件。此时的中尺度或微尺度模型实际上嵌套在 NWP 模型中。这显然增加了建模复杂性，并需要气象机构来建立模型，并运行和解释结果。这就需要在增加额外费用、额外复杂度与可能提高的预测精确度之间做出取舍。

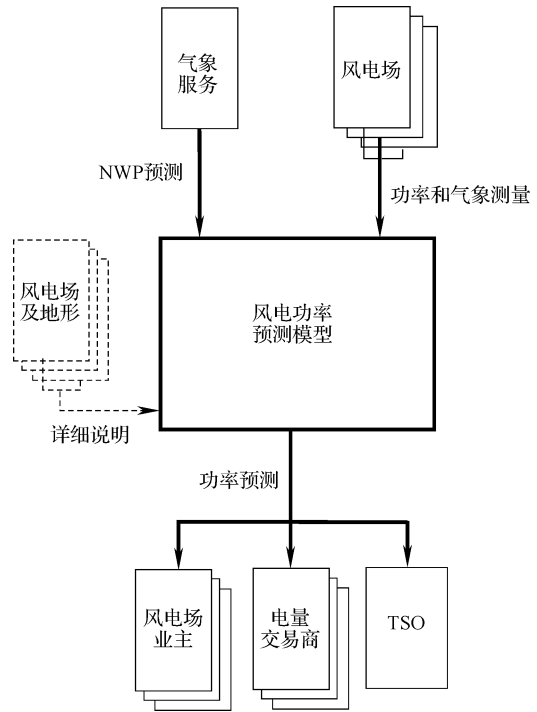


图 6-10 风电功率预测系统流程图

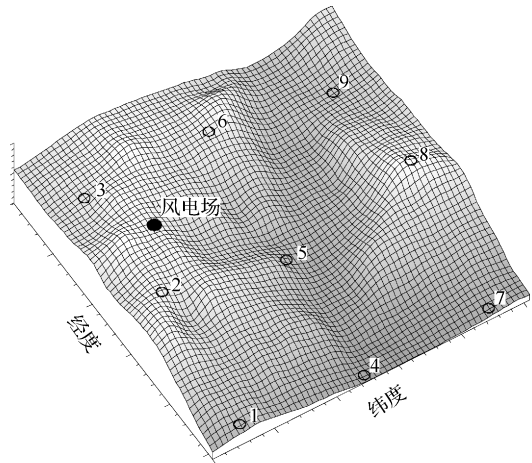


图 6-11 复杂地形风电场及 NWP 格点

风电功率预测模型的第二个输入是风电场及其周边地形的详细描述。这一信息是静态的，一般包括风电机组的位置和数量、风电机组功率曲线、推力曲线、详细地形、粗糙度和障碍物。地形描述对于降尺度而言是非常必要的，而风电场的详细资料对于风电功率预测模型的第二个关键任务，即将局地风速、风向转变为风电场的输出功率预测值，也是必需的。一个简单方法可能包含风电机组制造商提供的功率曲线，另一个可选择的方法是采用基于风速预测值和风电场输出功率测量值得到的风电场功率曲线。风速、风向到风电场输出功率预测值的转变可以通过由风速和风向区间以及与之对应的风电场输出功率形成的矩阵来完成。图 6-12 是此类功率曲线的一个例子。

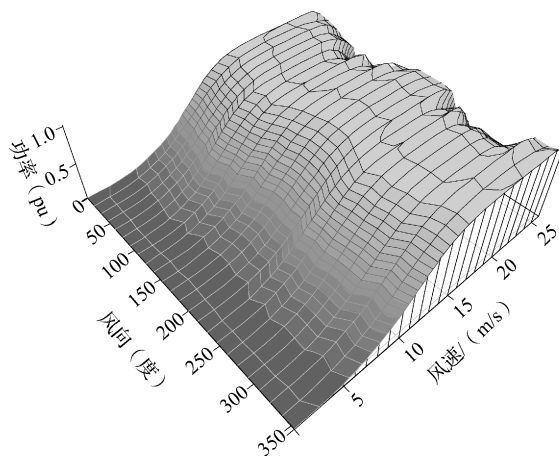


图 6-12 与风向相关的风电场功率曲线

风电功率预测模型的第三个主要输入是风电场的实测功率。如果风电场的实测功率能够在线获取，那么这个量是一个动态值，如果实测功率只能离线获取，则这个量就是静态值。实测值也可以包含风电场的其他气象参数（如风速、风向、气压、温度）（见 5.3.4 节）。在线实测值可从风电场或 TSO 的 SCADA 系统中获取。并不是所有接入 TSO 的风电场都需要这类测量值，而是只需选择一些代表性风电场。这些在线测量值需要外推来代表 TSO 管辖区域内所有风电场的输出。这一外推处理是风电功率预测系统的第三个重要任务。此外，需要对在线实测值进行预处理，以确保数据一致性，防止出现风电场或风电机组由于故障而脱网，或者 SCADA 系统本身出现故障导致的数据中断。

风电功率预测模型的输出是风电功率预测值，系统通常提供最多未来 48h 中每小时的预测值。预测值可以提供给风电场、风电场群或某一区域或供电区域所有的风电场。图 6-13 给出了对某风电场群进行四组连续（ t 、 $t-6$ 、 $t-12$ 、 $t-18$ ）预测得到的预测值与实测功率值。预测范围为未来 0 ~ 48h。

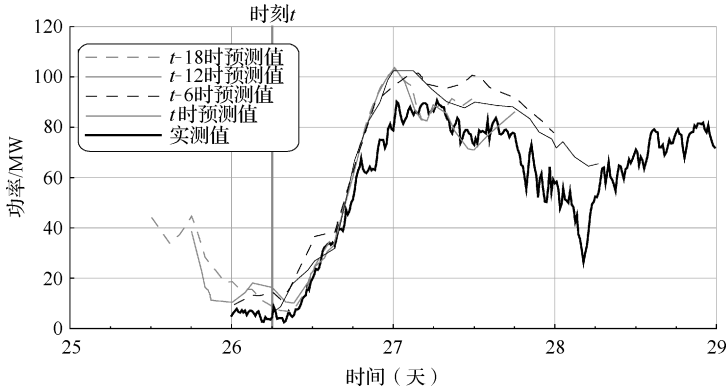


图 6-13 在 t 、 $t-6$ 、 $t-12$ 、 $t-18$ 时提前 0~48h 的风电功率预测

6.5.1 Predictor

Predictor 由丹麦 Risø 国家实验室的 Landberg 开发 (Landberg, 1994; Landberg 等, 1997), 是最早的风电功率预测系统之一。2001 年 2 月至 2002 年 6 月期间, Predictor 被应用于爱尔兰 15 个已经接入供电局系统 (ESB, Electricity Supply Board) 的风电场中。Predictor 在爱尔兰的应用情况描述可以在 Watson 和 Landberg 撰写的文献 (2003) 中找到。下面将简单介绍 Predictor 及其在爱尔兰应用的关键结果, 以此说明典型的风电功率预测系统的一些主要特点。

Predictor 主要采用物理模型, 主要流程如图 6-14 所示。大尺度空气流动通过 NWP 模式来模拟, 这里采用的是来自 Met Éireann (the Irish national meteorological service, 爱尔兰国家气象局) 的 HIRLAM 模式。该 HIRLAM 版本的水平分辨率为 33km, 垂直分层 24 层。HIRLAM 每天在 0、6、12、18 时 (UTC 世界协调时) 开始运算, 除花费 2h 等待来自 GTS 的全球气象初始数据外, 还需要 1.5h 来完成计算, 其结果在计算完成一个小时内以电子邮件形式传送至 Predictor。HIRLAM 为每个风电场生成未来 0~48h 在选定垂直高度上的风速、风向数据, 时间分辨率为 1h。这些预测值根据风电场位置附近的四个 HIRLAM 网格点进行空间插值得到。

系统试运行阶段无法获得在线功率测量值, 因此, HIRLAM 预测值是 Predictor 唯一的在线输入量。从图 6-14 可以看出, Predictor 首先通过地转拖曳定律和对数风廓线将 HIRLAM 的风数据转化为近地层风数据。HIRLAM 的水平分辨率并不能模拟风电场的局地效应。Predictor 采用风资源地图分析与应用程序 (WAsP) 计算修正因子, 以此来考虑局地效应的影响。WAsP 是欧洲风图册中风能资源评估技术的基础, 也是由 Risø 国家实验室开发的 (Troen 和 Petersen, 1989)。WAsP 中模拟的局地效应有: 障碍物遮挡、地表粗糙度及粗糙度变化的影响, 附近地形高度变化引起的加速/减速效应。Predictor 考虑了风电机组之间的尾流效应, 采用 WAsP 软件中的 PARK 模型计算修正因子, 并将风速转化为输出功率。

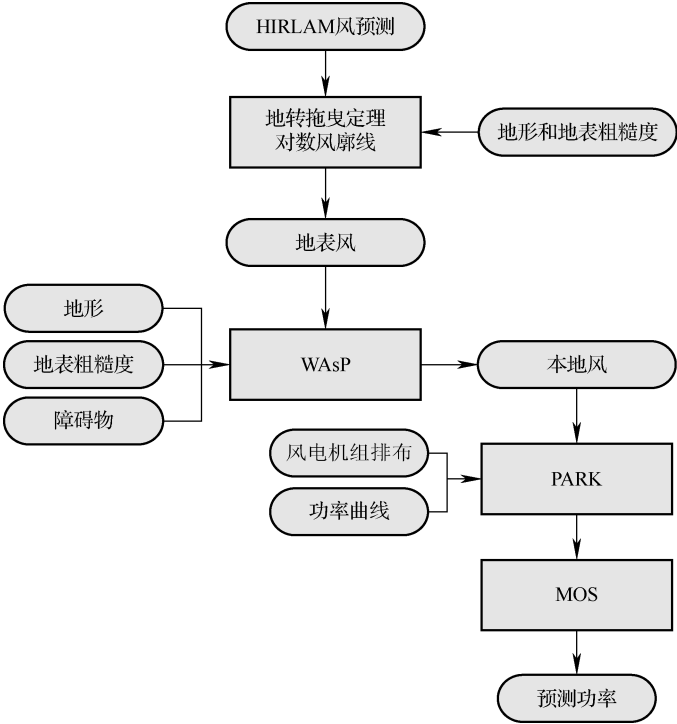


图 6-14 Predictor 算法流程图

此外，Prediktor 采用模式输出统计（MOS，Model Output Statistics）模块将物理模型没有模拟的因素考虑进去。MOS 的相关因子通过比较历史预测值与观测值进行离线计算。

爱尔兰 15 个风电场的总装机容量为 106.45MW，占据了整个爱尔兰已建风电容量的绝大部分。它们的地理位置如图 6-15 所示。从图6-15中可以看出，风电场分布在全国很大范围内。风电场按地理位置被分为西北、西部和西南三组，每组的风电装机容量也在图 6-15 中标出。

唯一可用的测量功率数据是每个风电场 15min 时间分辨率的电量数据。这些数据既不包括风电场或风电机组的运行数据，也不包括风电场的风速或风向数据。因此，Prediktor 不能考

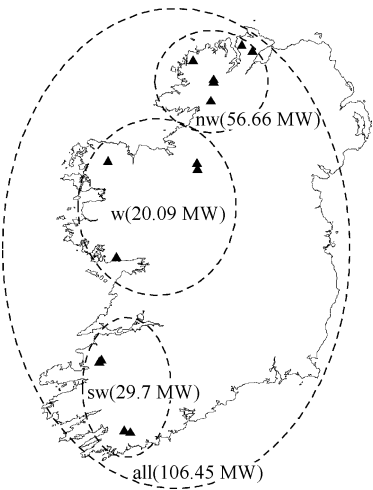


图 6-15 风电场位置（三角形标注）以及区域划分（西北、西部、西南）

虑风电场或者风电机组的运行状态，它认为风电场运行在 100% 可用状态。

以下是采用 2001 年 2 月至 9 月的数据进行 MOS 相关因子训练后，Prediktor 在 2001 年 10 月至 12 月期间的运行结果。按照预测时间，单个风电场采用持续法预测和 Prediktor 预测的 SDE 对比如图 6-16 所示。在未来 0~48h 时间尺度上，除了前 6 个小时，Prediktor 的预测误差均低于持续法的预测误差。从图 6-15 中可以看出，Prediktor 的预测误差在 18%~33% 之间，而持续法的预测误差则上升到 52%。

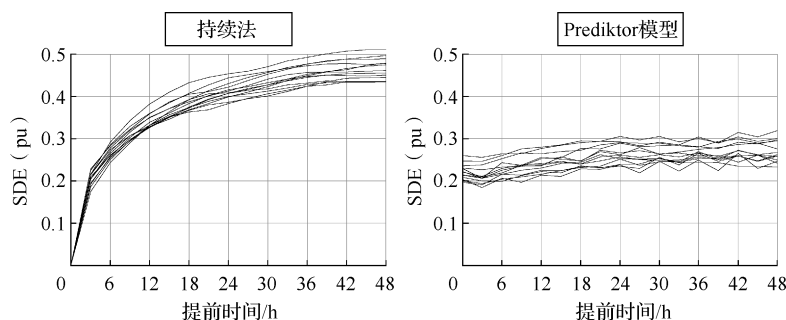


图 6-16 单个风电场按预测时间计算的误差（分别采用持续法模型和 Prediktor 模型）

无论采用持续法还是采用 Prediktor 模型，多个分散风电场的总加输出功率的预测误差都有所降低。图 6-17 按照预测时间给出了分别采用持续法和 Prediktor 模型对西北地区单个风电场（线）、西北地区所有风电场（白色柱）以及全国所有风电场（黑色柱）进行预测的误差。

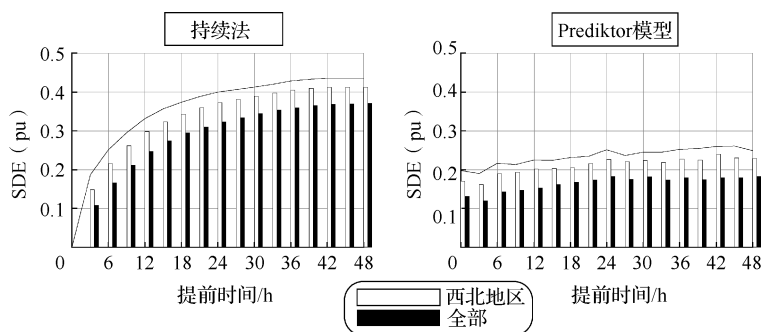


图 6-17 风电场输出功率预测误差的叠加效应（分别采用持续法模型和 Prediktor 模型）

图 6-18 给出了 Prediktor 模型的六种误差分布，其中左边三个为提前 6h 的结果，右边三个为提前 12h 的结果。风电场输出功率的叠加效应在图 6-18 中得到了进一步显现。第一行给出了西北地区单个风电场的误差分布，第二行给出了西北地区所有风电场的误差分布，第三行给出了全国所有风电场的误差分布。可以明显看

出，风电场分布范围越广，误差分布越紧凑、越对称。提前 6h 预测的误差分布比提前 12h 预测的误差分布略紧凑。电力系统运行人员所关注的大误差出现概率较低。单个风电场的最大预测误差（绝对值）很大，而多个风电场叠加的最大预测误差有所降低，但改善幅度不大。

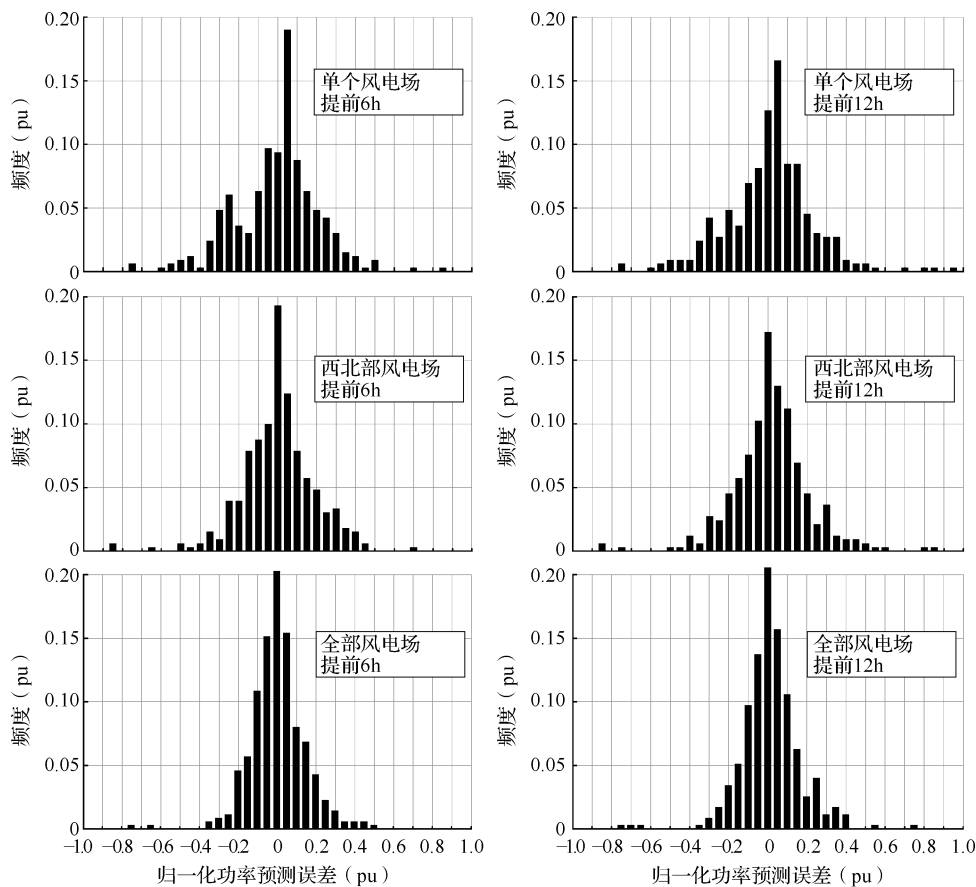


图 6-18 误差分布

风电场叠加的另一个有趣特性可以通过画出所有各对风电场之间的预测误差与它们的距离的相关系数来考察。图 6-19 画出了四种不同提前时间的情况。显然，预测误差的相关性随距离增大而显著下降，距离为 100km 及以上时，相关性非常弱。从系统运营商的角度看，风电场预测误差之间存在相关性是不好的。误差随距离增大而急剧下降肯定了风力发电电源在地理上尽可能分散有益的观点（见 5.3.2 节）。

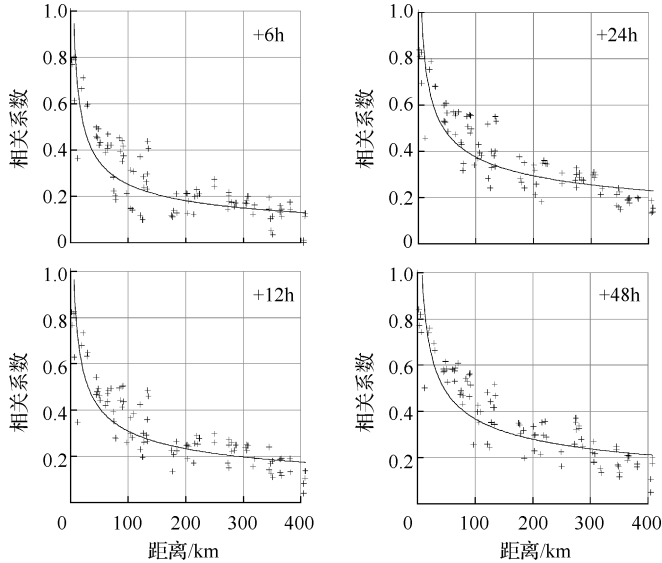


图 6-19 风电场预测误差的相关系数随距离的变化

6.5.2 统计模型

之前描述的物理方法的主要工作是降尺度，以及将风的预报转化为功率预测；而统计模型与之不同，它的主要工作是直接转化输入数据，也就是将 NWP 预测值和在线风电功率测量值转化为风电功率预测值。

一个简单的统计模型可以基于如下公式（Kariniotakis 等，2006b）：

$$\hat{P}(t+k|t) = f(P(t), \hat{u}(t+k|t_{\text{NWP}}), \hat{\theta}(t+k|t_{\text{NWP}}), \hat{x}(t+k|t_{\text{NWP}}))$$

式中， $\hat{P}(t+k|t)$ 指 t 时刻预测的 $t+k$ 时刻的功率； $P(t)$ 指 t 时刻的实测功率值； $\hat{u}(t+k|t_{\text{NWP}})$ 指 t_{NWP} 时刻（最近一次 NWP 运算的时间）预测 $t+k$ 时刻的 NWP 风速； $\hat{\theta}(t+k|t_{\text{NWP}})$ 指 t_{NWP} 时刻预测 $t+k$ 时刻的 NWP 风向； $\hat{x}(t+k|t_{\text{NWP}})$ 指 t_{NWP} 时刻预测 $t+k$ 时刻的另一个气象变量。 f 函数可以是线性的，如自回归移动平均（ARMA, Autoregressive Moving Average）或有源自回归（ARX, Autoregressive with exogenous variable）； f 也可以是非线性的，如非线性有源自回归（NARX, Non-linear Autoregressive with exogenous variable）、神经网络（NN, Neural Network）或模糊神经网络（F-NN, Fuzzy Neural Network）。这些统计模型需要大量使用包含预测和实测数据的训练集，并在时间序列数据中找到空间和时间上的关系，通过确定模型参数和方程，来建立输入变量和风电功率预测值之间的关系。

风电功率预测工具（WPPT, Wind Power Prediction Tool）由丹麦技术大学（DTU, Danish Technical University）信息和数据模型组（IMM, Informatics and Mathematical Modelling）开发，是一个使用统计方法的风功率预测系统的例子。它将降

尺度和风数据转化为功率预测。WPPT 系统的结构如图 6-20 所示。WPPT 自 1994 年以来就在丹麦西部地区使用。它采用统计非参数适应模型为选定的风电场进行功率预测。对于在线输入的风电场实测功率应用了数据检查。它还同时采用统计外推来预测整个区域或子区域的功率。

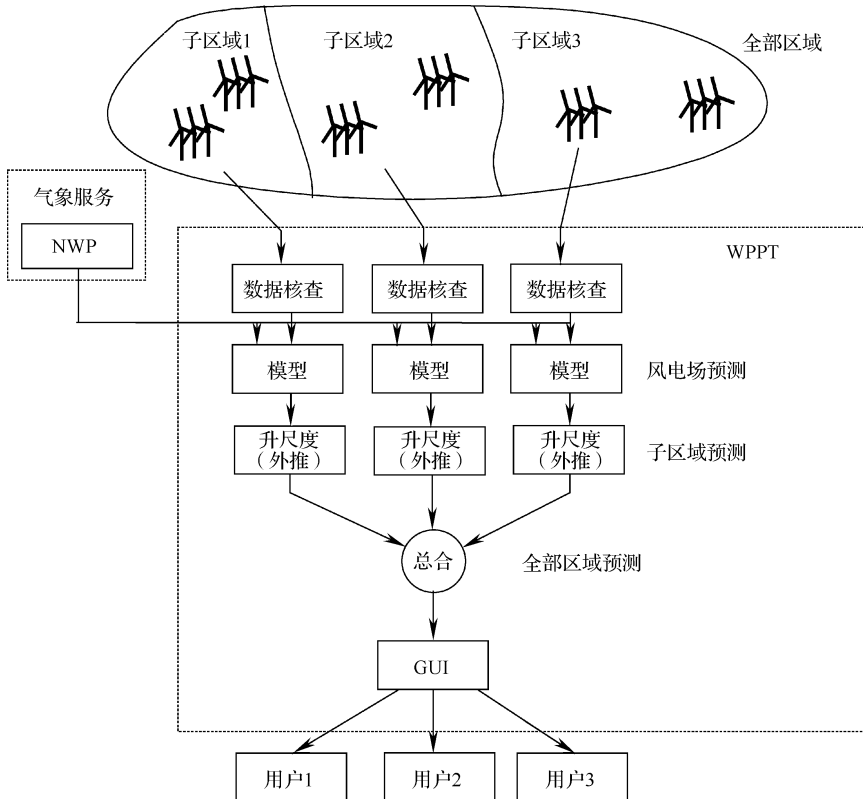


图 6-20 WPPT 风电功率预测的结构图

图 6-21 是丹麦西部地区使用 WPPT 的一个典型效果，来自 Giebel 等（2003）的文献。它给出了自 2002 年 6 月到 2003 年 5 月采用 WPPT 和持续法的 SDE 的比较。可以看出，除了最初几小时，WPPT 都比持续法好得多。WPPT 的 SDE 随时间增加很慢，只占装机容量的 5%~10%。

因为实际系统是非静止的，因此采用的预测模型应能适应物理系统的变化。这些变化包括 NWP 模型的改变，由于外力作用或计划停运而导致多个风电场或者某个风电场内风电机组数改变，风电场扩建，风电机组叶片积尘导致性能下降，季节效应，地形粗糙度，以及海上风电场的海面粗糙度变化等。

能考虑这种适应性的风电功率预测系统是 AWPPS（ARMINES 风电功率预测系统），该模型可以在线运行，并能自动调整参数。AWPPS 由法国巴黎矿业大学开

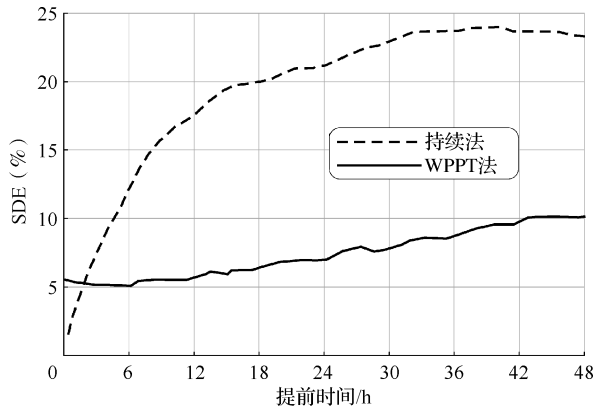


图 6-21 丹麦西部地区使用持续法和 WPPT 的风电功率预测对比

发，它集合了以下各种方法，并从中取最优结果：(i) 对提前 10h 的短期预测，采用统计时间序列方法，(ii) 对提前 72h 的更长期预测，采用输入数据为 SCADA 和 NWP 的模糊神经网络 (F-NN) 方法，(iii) 对所有时间尺度，通过给短期和长期预测赋予不同权重进行集合预报。图 6-22 和图 6-23 来自 Pinson 等人 (2004) 的文献，给出了一个装机容量为 5MW 的海上风电场的预测效果，它将 13 个月的数据划分为测试集和训练集。图 6-22 给出了 AWPPS 与持续法的误差比较，采用了两种误差指标，即 MAE (平均绝对误差) 和 RMSE (方均根误差)。与预期一样，AWPPS 比持续法表现更优。显然，对于单个海上风电场的效果不如整个区域。图 6-23 表明 AWPPS 与持续法相比，随时间的变化其精度提高。

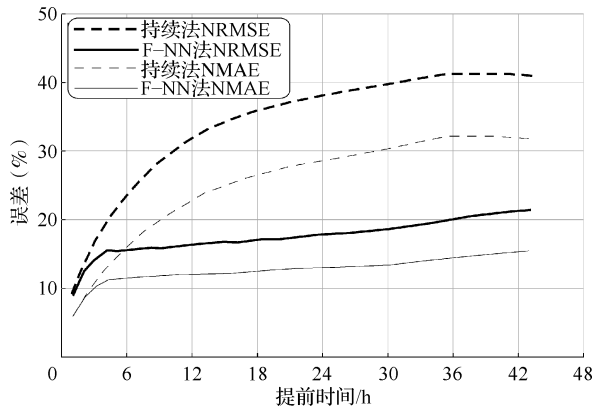


图 6-22 某海上风电场采用持续法和模糊神经网络的预测效果对比

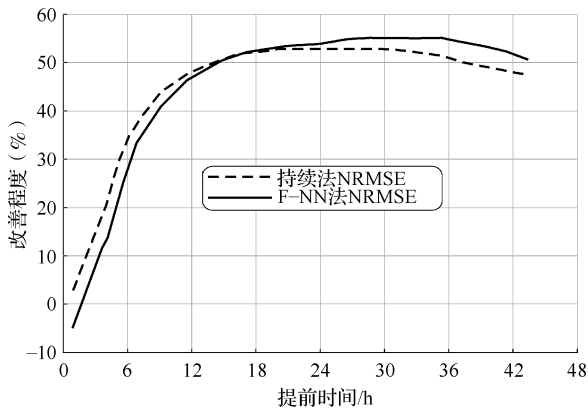


图 6-23 某海上风电场采用模糊神经网络比持续法的误差改善

对于风电功率预测系统，最大误差源于 NWP，因此需要向用户说明任何一种预测都存在一定不确定性。图 6-24 同样来自 Pinson 等的文献 (2004)，展示了 85% 置信区间内，预测功率点和实测功率点随时间的变化。能够预测不确定度的在线评估工具对于电力市场中的风电电量交易无疑非常重要，因为这样可以减少预测不准确所带来的处罚 (Nielsen 等，2006)。图 6-25 给出了使用多种置信区间的预测案例。

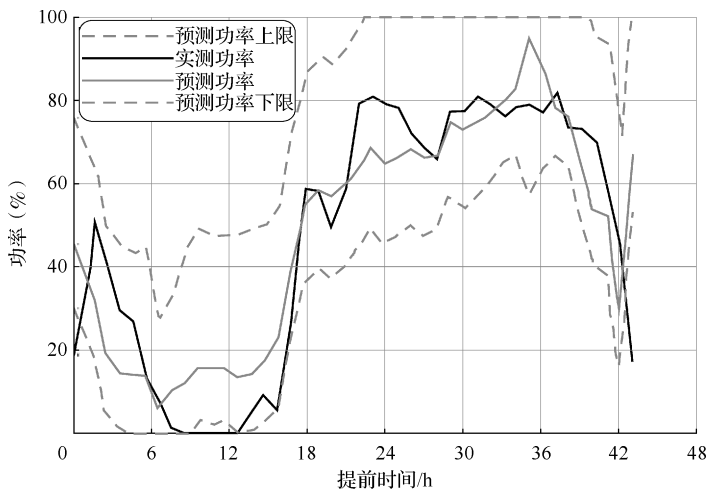


图 6-24 85% 置信区间对应的海上风电场预测结果

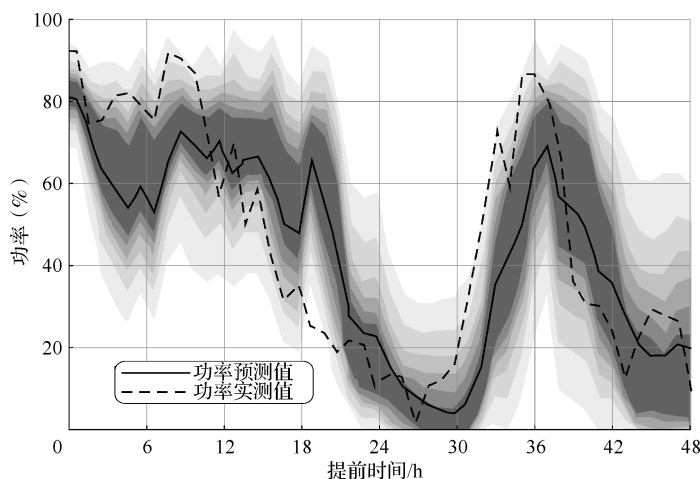


图 6-25 带有不确定度信息的预测案例

6.5.3 集合预报

集合预报在中尺度数值天气预报中得到了充分开发。研究证实，在预测开始的几天里集合平均预报的结果比单一预报更准确，更重要的是集合预报的结果可以同时提供对预测可靠性的评估，而预测可靠性则因大气可预测性随时间和空间变化而变化（Kalnay 等，1998）。集合预报需要产生一个预报集合而不仅仅是单一预报。集合元素可以由同一个 NWP 模式中的不同变量构成，比如：不同的次网格物理过程的参数化方程，不同的初始条件，或者不同的资料同化方法；另外也可以通过完全不同的 NWP 模式构成。最近，集合预报技术被用于风功率预测。这是建立在预测结果的不确定性与集合元素的相似程度相关的假设之上。当集合元素的预测结果差别很大时，预测的不确定性很大，反之，集合元素的预测结果越接近，则预测的不确定性越小（Giebel, 2005）。多方案集合预测系统（MSEPS, Multi-scheme Ensemble Prediction Scheme）最早由爱尔兰科克大学（University College Cork）开发，由 Energinet（丹麦西部输电运行商）与 WEPROG 研究公司合作安装在 Energinet 系统中。该系统通过初始场扰动和物理参数化方案变化的方法获得 75 个集合元素。MSEPS 第一年试运行的结果非常令人满意，相对于单一预测，集合预测结果有 20% 的提高。此外，对于高输出功率（定义为大于 70% 输出功率）与低不确定度时段，MSEPS 在提前两天预测时长内仍能给出准确预测，而低风电出力与低不确定度时段的预测精度也非常高（Akhmatov 等，2005）。MSEPS 同样应用于爱尔兰，对装机容量为 15MW 的单个风电场（Lang 等，2006a）与接入输电网、容量为 500MW 的风电场群（Lang 等，2006b）进行了为期 4 个月的现场测试，结果同样令人满意。对于单一风电场，归一化 MAE 为 11.4%，SDE 为 15.7%，而对于接入输电网的风电场群，归一化 MAE 为 6.2%，SDE 为 8.3%。这里所有的统计结果都是

根据模式在每天 00:00UTC 时启动, 预测时长为 24~48h 的预测结果分析得到的。

6.6 结论

虽然风电功率预测在最近十年取得了显著进步, 尤其表现在更好地理解物理过程以及准确度较高的预测方法等方面, 但风电功率预测仍然有很大的提高空间。风电装机容量在地域上分散而产生的平滑效应使得风电功率预测结果在地区或供电区域内要比单一风电场准确。然而, 随着风电场规模大型化, 尤其是大型海上风电场的开发, 对单个风电场预测的精度要求也逐步提高。风电功率预测对于复杂地形和平坦地形风电场的预测精度存在显著差异, 目前对中尺度建模的研究旨在解决这个问题。海上风电的发展同样对风电功率预测带来极大挑战。与预测相对应的不确定性是一个关注点, 尤其是当风电场参与到电力市场时, 这个问题将在第7章(风电和电力市场)讨论。集合预报领域展示了它在未来发展中的潜力。另一需要关注的领域是将风电功率预测工具纳入 TSO 的电量管理系统。

第7章 风电和电力市场

7.1 引言

电力工业已经有一百多年的历史。在此期间，它迅猛增长并开发了企业化的组织结构和方法。该产业具有对这些结构有重大影响的特殊性。这些特性包括电力的固有实时性，即它的生产和消费通常在同一时刻完成。电力可以储存，也可以小规模实施，但到目前为止，大规模储存电力还仍然是不经济的（Kondoh 等，2000）。这个产业的另一个重要特性是它的某些部分具有天然垄断性，例如输电和配电的基础设施——线路。直到近期，规模经济性仍然使电力工业的发电资产通常是大规模、资金密集型、单地点的开发项目。电力工业的演化通过采用可以用垂直组合描述的垄断结构来进行。企业拥有和运营从发电、输电、配电直至对家庭用户供电的整个电力系统。它们被基于成本进行调控，以保证其不会滥用它们的主导地位。很多情况下，中央和地方政府拥有这些企业实体，还有一些情况下这些实体是为投资者拥有的公用事业部门。直至近期，电力工业一直为这种结构所主导（Baldick 等，2005）。

很多政治家、政策制定者、工程师和经济学家都担心这种类型的垄断结构效率低下。基于成本进行调控的后果是垄断部门经常人浮于事，投资过度。近年来，世界很多地区都出现了摒弃基于成本的调控而实行竞争性市场结构的趋势（Baldick 等，2005）。这种走向竞争的步骤有时被称为解除监管（deregulation）。然而，这是用词不当，因为它实际上会导致建立先前并不存在的监管机构，因此也使用术语再监管（re-regulation）。更有用及意义更确切的术语是重组（restructuring），这里我们将使用这个术语。重组的主要特点是用一些小规模实体替代垄断性、垂直组合的电力企业（VIU, Vertically Integrated Utility），引入竞争性的电力市场。这些小实体分为发电、输电、配电和供电企业。

与快速变化同时发生的是电力工业的结构，很多电网接入的风电数量急剧增长（Keane 和 O'Malley，2005）。推动风电发展的力量是希望减少有害的温室气体排放、化石燃料成本加剧上涨及能源安全问题。这些因素都使风电更有吸引力，更具竞争力。电力工业重组与风力发电容量加大对该产业共同构成了巨大挑战。尽管本书其他各章描述的与风电有关的技术问题很重要，但最终决定联网风电数量的还是经济问题和市场问题。在风电做出很大贡献的情况下，可以开发切实可靠的方法来确保电力工业的长期持续性。如果不能有效应对这些挑战，支撑现代工业社会的电力工

业的可靠性和高效率将会受到威胁。

第5章假定风电是在垂直组合环境下运行的。但本章假定风电是竞争性市场中的一个参与者。下面将简要介绍相关参与者和市场情况。

由于输电和配电系统具有垄断特性，所以需要独立的输电系统运营商（TSO）和配电系统运营商（DSO）来运营输电系统和配电系统。输电和配电的电网资产可以由系统运营商拥有，也可以由其他实体——电网业主拥有。

作为固有的垄断部门，输电和配电实体将在新结构中受到监管。

发电和供电实体适于在某种环境下竞争，这会导致竞争性电力市场的发展。电力市场的形式和规模多种多样，也不存在标准设计，尽管人们一直鼓励它进行某种程度的标准化（FERC，2003）。它的规模大小不一，可以是容量不到1GW，仅有少量参与者的孤岛电网；也可能是大数百倍，有大量参与者的大型互联系统。电气的物理互联（既可能用直流也可能用交流，见5.3节）是这种市场容量的限制因素。电力市场是它们的历史背景和政治背景的产物，但它们确实有如下所述的一些共有基本特性。

它们包含各种各样的发电技术，从核电和化石燃料发电到包括风力发电在内的可再生能源发电。这些技术的细节可以查阅其他文献（Cregan 和 Flynn，2003）。重组推动了技术上的变化，使小型发电设备更具成本效益（尤其是燃气设备）（Watson，1997）。竞争性市场结构也推动了极小型分布式发电设备一定程度的技术革新，如热电联产（CHP）及风力发电。

发电商通常会直接或间接地向供电商大量卖电。后者再把电卖给各用户。发电商和供电商之间基于合同进行合作，也可能合并为一个实体。后者就是某种程度的垂直组合。用户有时也称为负荷，它的容量大小不一，可以是家庭，也可能是有多个地点、消耗大量电力的大型产业。风力发电的特性既是发电也是负荷。它在很大程度上是不可控的（尽管它可以限制出力），这一点类似于负荷；而且它在长时间框架下（几小时/几天）又是不可预测的。

所有电力市场都需要实行某种形式的监管。监管的程度取决于每个地区特定的经济政治环境。监管最少要包括企业的垄断部分，就是说，要监管输电和配电。电力市场还要受监管条例的制约。这对于竞争还处于襁褓阶段的市场来说非常重要，例如在垂直组合电力企业仍处于主导地位的情况下。监管决定可能而且确实会对参与者产生巨大的财务后果，不良监管会给参与者带来风险。在联网风电数量巨大的情况下，由于它性能独特，存在的风险是监管不能切中要害，会做出遏制作为整体的电力工业，尤其是风电发展的决定。如果监管体制过于偏向风力发电，就会推高电力工业其他部分的开支，产生有害结果。但如果监管对风电过于严苛，就会抑制这一部门的投资，全社会就不能获得这一技术带来的减排和供电安全的可能效益。监管部门需要鼓励创新，帮助电力工业找出最有效的风电并网手段。

7.2 电力市场

电力市场出售的首要产品是电力。出售电力的可能机制多种多样。它的选择受具体的市场结构和当地环境的制约。参与者带有强制性、电量集中买卖的市场称为共享市场（见图 7-1），有时也被称为粗放共享（gross pool）。买方和卖方会参加投标，由市场清盘，确定价格和电量。价格和电量被用于市场结算（Baldick 等，2005）。投标过程先于实际发电、用电时间，比实时提前某个称为关闸的时间。例如，在爱尔兰，一天前的半小时投标被接受的时间是提前 12h（CER，2005）。

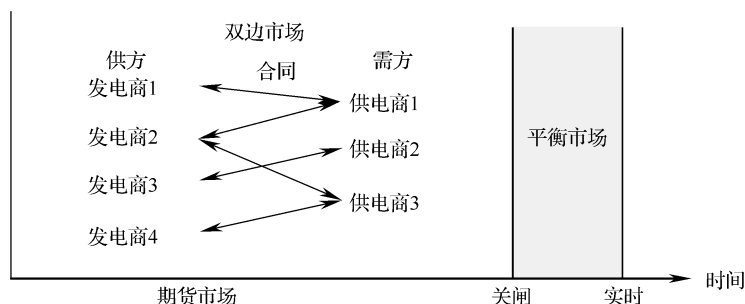


图 7-1 粗放共享电力市场的示意图

使用的清盘机制各不相同。对基于机组集中优化组合的市场（见 5.2 节），要求提供很多成本及技术限制方面的详细投标信息；而自优化组合型的市场只要求提供价格——电量相对应的信息，而由发电商自己决定他们的优化组合。一般来说，市场价格是以边际成本为基础来确定的，即在一个具体时间段（通常是 30min）内增加电量的成本。所有供电商以这一价格按各自取得的电量份额向所有发电商按他们各自提供的电量支付电费。对于规定时间框架较长（如 24h）、考虑了机组启停成本（见 5.2 节）、价格基于边际成本的机组集中优化组合的市场，这一原则会有所变化。一些变化还发生于试图明确考虑技术约束的市场，如发生输电阻塞时，特定位置的单位电量边际成本会产生变化，要使用当地电价（Hamoud 和 Bradley，2004）。

在机组集中优化组合市场，成本信息和技术限制应使市场运营商能以高效方式投入和调度机组。在自优化组合市场，应选择简单的投标方式，以反映实际成本，并在设计上使调度电量的配送在技术上可行。这些定价机制是否适当涵盖了全部发电成本是一个有争议的问题（Baldick 等，2005）。定价可以在送电之前（ex ante），也可以在送电之后（ex post）。人们提议的爱尔兰岛单一电力市场（SEM，Single Electricity Market）是一个粗放共享电力市场，它的价格是送电后设定的，使用机组集中优化组合方法（CER，2005）。

因为风电机组的运行成本可以忽略不计，它在共享市场中应该投零标。风电也

可以是一个价格接受者，即它提供自己无成本信息的容量，并乐于接受其他投标者设定的价格。投零标和价格接受者并非总是等价的，例如，某些情况下可能出现负价格（Pritchard，2002）。如果风力发电决定向市场的投标高于零，那么它就要承担不能接受物理调度的风险，在市场结算时得不到任何收益。

风电大量配置会对电价产生影响。有风（并发电）时，假如电价不为负，并且没有限制出力的技术约束，假如它投零标的话，则风电可以为市场接受。它可以取代其他发电方式，边际机组可以降低它的优先顺序，因此可以降低边际成本。当没有风时，设定价格的边际机组将提高优先顺序，电价会因此上升。这样一来，风电就会将某种程度的电价波动性带入电力市场。这也意味着风电从电力市场得到的预期收益会一定程度低于预期价格，因为在它的容量和价格之间存在负相关关系。这种相关关系的其他影响也会影响收益。通常，白天风力会大于夜间（见图 5-9），而白天的电力需求也高于夜间（见图 5-10），因此价格也会高些。这种正相关关系会提高风电的预期收益。风电的季节性也会产生影响。在某些地域，如爱尔兰，冬季月份的风较强（见图 5-9），而这时的电力需求也较高。这种正相关关系会提高风电收益。但也有些地域的夏季负荷较高，这时就会出现相反的情况。

另一个选项是通过双边合同把电卖给另一方，通常是供电商。这种双边安排（见图 7-2）可以提前几年达成协议。双边交易可以持续到关闸时间，再把所有双边交易报告给系统运营商。英国电力交易及输电协议（BETTA，British Electricity Trading and Transmission Arrangement）是一个双边型市场（OFGEM，2004）。然而，在双边交易中，需要让发电出力与供电商的需求相匹配。这与供电商的用户总需求有关，会随每天、每周和每季度的具体时间变化。对于风力发电来说，由于它的变化性，这种双边交易是难以满足的。因此，风力发电需要一个平衡市场，它可以在那里买电来履行双边合同中自己一方的责任。

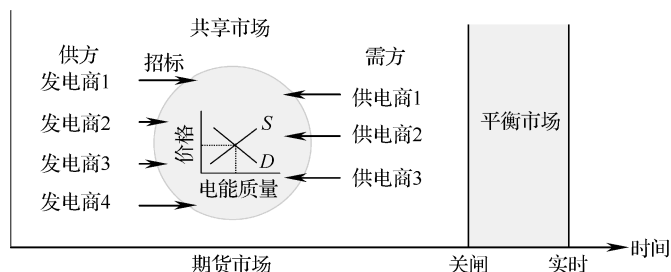


图 7-2 双边合同市场示意图

7.3 平衡、容量及辅助服务

电力市场无论使用哪种机制来进行电力交易，都必须有某种形式的用于平衡的

中央市场。平衡市场必不可少，因为不可能确切知道负荷在将来某个时间需要的电量，而且电力供需又需要实时平衡（见 5.2 节）。还需要考虑难以在双边协议中处理和不能在集中配置中处理的技术约束。例如，人们提议的爱尔兰岛 SEM 市场是一个粗放共享安排，但它没有约束性。化石燃料发电和水电是可控的，通常可以把它们的出力设置到需要的期望水平。但风电缺乏这种能力，因此它的贡献需要平衡手段。

尽管平衡市场与粗放共享市场有某些相似点，但它们在很多重要方面却很不相同。平衡市场只覆盖很短时段，因此有时被称为实时市场。平衡市场交易的电量很小，但它的价格对整个市场来说却非常重要，因为它反映了短时供需失衡。在低负荷高发电可用率时，电价会较低；而在高负荷低发电可用率时，电价会上升。持续高电价表明需要对发电容量投资。

某些市场有明确的根据发电能力确定的容量支付要求。没有容量支付规定的市场称为仅按电量付费（energy only）市场。SEM 有明确的容量支付机制，而 BETTA 则没有。容量费的作用是鼓励长期投资，因为投资商可以有一份有保障的收入，而仅按电量付费市场的收入是完全根据发电量计算的。容量费应能节制发电商取得的电价，尤其是在电力短缺的时候。如果没有明确的容量费，则容量的价值就会反映在电价里，无论在共享市场中还是在双边协议中。如果没有容量费机制，并假定市场是竞争性的，则可以证明电价应该没有界限，只要市场能承受就行。在电价很高的电力短缺期间，实际上是在隐性地支付容量费。如果有了明确的容量支付机制，就可以要求监管部门为电价设置最高值，以避免参与者双倍支付容量费。容量费在很大程度上基于容量可信度的概念。发电机的容量可信度是在保持系统可靠性的前提下可以增加的负荷。风电确实具有容量可信度，但它随风电渗透率增大而降低（见 5.3.5 节），而且它应该在容量机制下得到一定容量费。

电力系统的可靠运行需要被称为辅助服务的东西。这种技术服务包括提供备用、无功功率、阻塞管理及黑启动能力（见 5.3.6 节）。辅助服务越来越多地通过市场机制来提供，而风力发电有可能通过它来获得收益。它可以通过竞争方式签订长期合同，可以通过集中市场提供，例如，对阻塞管理进行地方性定价，协调优化电量和备用市场（Baldick 等，2005）。风电机组可以通过不运行于可用风最大出力的方式（即弃风方式）提供备用。这在一定环境下是有经济意义的。现代风电机组/风电场可以控制无功功率，参与电压控制。风电机组不具备黑启动能力，因为它取决于风的可用性。

在双边市场中，有一种贬低风电价值的趋向，因为运营商发现难以在技术和经济上达成可靠的双边安排。像风电这样的间歇性电源在平衡市场内是要受到处罚的，因为从增加调节、备用等技术服务的角度看，它被视为系统的负担。与电力市场相比，辅助服务市场的整体概念还没有充分开发，这导致人们担心可靠性受损，

因而缺乏对发展风电等发电设备的激励。

电力市场、平衡、容量机制和辅助服务之间有很强的连带关系。如果双边交易或粗放共享达到可以即时实践的程度，则平衡机制就完全不需要了。备用和容量是密切相关的。如果 TSO 提前很长时间就签订了备用合同，则它就是一个有效的容量机制。平衡机制调度的备用是以电量形式表示的。因此在理解这些术语时要特别注意它们的含义。

7.4 支持机制

要想让风电与其他电源形式有效竞争，就必须奖励和承认它的优越性（低排放，能源安全）。这可以通过直接支持风力发电或惩罚常规发电的有害排放来实现。直接支持通常是设定可再生能源渗透率的具体目标。间接支持的目的是捕捉其他发电方式的真实成本，如把化石燃料发电排放的外部性成本列入它的成本中。例如排放税，即惩罚化石燃料的 CO_2 排放税可以使电更贵，从而使风电和其他可再生能源具有竞争优势。

英国建立了一个可再生能源义务证书（ROC, Renewable Obligations Certificates）体系。ROC 是与电力市场无关的产物，但它与发出的可再生能源电量直接相关。供电商有义务购买一定数量的 ROC，如果数量不够就会被罚款。罚款数量开始定为 30 英镑/MWh，并且与指标相关联。在 2005/2006 年，它的数值是发电量的 5.5%。罚款加到义务证书价格上。当义务证书数量随可再生能源发电量增加时，会达到一个供需相等的平衡点，超过这一点后，证书价格会暴跌。这种可能性使这类机制对于投资者具有一定风险性。为解决这一问题，它设定的目标值也随时间推移而提高，在 2006/2007 年，它的设定值为 6.7%；到 2010 年提高到 10.4%。从没有实现目标的供电商那里得到的罚款收入再按比例返还给所有证书持有者。证书的价值会因此而提高。目前它的价值约为 45 英镑/MWh。欧洲排放交易体系与英国的 ROC 体系特性类似，但要求所有常规发电机排放的每一吨 CO_2 都有一个证书，并对不符合要求者罚款。排放交易机制把常规发电的外部性成本内部化了，可以提高风力发电的竞争力。

支持可再生能源的最常见机制之一是上网电价。它实际上保证了风电场在一定期间内单位电量的电价。上网电价不是基于市场的机制，而且对容量设置了限制，不同技术的价格也不同。例如，海上风电通常价格会高于陆上风电，因为它的技术还不够成熟，成本也较高。类似的方法还有竞价上网。这种机制下，风电开发商以一个他们在一定时期（如 15 年）愿意接受的电价投标。出价最低者将在要求的容量以下中标，并将得到核发的合同。爱尔兰的替代能源要求（AER, Alternative Energy Requirement）是这类机制的一个例子（DCMNR, 2005）。

尽管各种各样的支持机制确实鼓励和支持了市场中风电的发展，但它们都各有优点和缺点。从市场角度看，它们都不太理想。最好的方法是让风电在一个把所有成本都包括在内的公平公开的市场中竞争。

7.5 成本

在关于电力市场的讨论中，人们常提起的一句话是“责任自负（causer pays）”。成本分为几个部分。有从各种电源送出电力所需的实际电网（输电网和配电网）的成本。电网资产需要花钱，每台发电机都要为使用输电网和配电网来送电而付费，费用取决于它接入电网的连接方式。电网收费高低包括鼓励发电以及负荷在什么地点的位置因素。这种位置信号由输电损耗和阻塞来驱动。损耗也可能包含在位置价格中（Keane 和 O'Malley, 2006）。其他成本与无功功率和备用等辅助服务有关。某些风电机组技术会产生对无功功率的需求，但它可以以自给方式解决，这种方法也是并网法规力图实施的（见表 4-2）。由于存在预测误差，对于风电大规模渗透的情况，为实现供需平衡，需要增加备用。备用的自给方式通常效益较差，最好集中解决。存在与市场有关的经常性财务费用，包括交易成本、市场体系成本和监管成本。

有些市场的体系成本已经社会化了，它被加到电价里，最后落到用户头上。然而，这不是个好方法，因为成本应该分配到那些可以控制它的人头上，从而鼓励他们投入资金去找出降低它的办法。某些供电系统的成本由风力发电商自己管理，而且管理得很好——例如，平衡风电的备用需求可以通过改善风电预测来降低。其他成本最好由电网运营商处理（如损耗），另外有些则由发电商和电网运营商共同处理（如无功功率）。

合理分配风电成本可以优化风力发电的数量。风电产业中很多单位都急于尽快把风电机组接入电网，获得发电能力。然而如果允许这种情况发生，却不合理分配风电产业的成本，则风力发电容量就会在低于本来可行水平的低渗透率上饱和。因此，风电产业的长远利益是接受并支付它加在系统上的成本。这些成本的量化不是微不足道的小事，经常是争议对象。

近来出版了很多报告讨论风电对电力系统的影响（ESBNG, 2004a; Gardner 等, 2003）。这些研究试图在以下各方面量化风力发电对系统的影响：增加的备用（Doherty 和 O'Malley, 2005）、排放（Denny 和 O'Malley, 2006）、系统惯性（Lalor 等, 2005）、其他机组启停、功率升速及负荷跟踪等。然后把技术影响转换为成本。这些研究颇有争议，原因如下：首先，其他发电技术也会增加系统成本，但并没有引起如此大的关注；其次，这些研究很难进行，因为它们在预测未来，而目前人们并没有含大量风电的系统的实际运行经验。然而，人们的一个共识是，风电确实对

电力系统运行有某些不利影响,尤其是需要平衡和辅助服务,从而增加了风电成本。它的增量成本随风电渗透率加大而提升,正是这一方面使很多评论认为风力发电存在一个可以允许的最高水平。然而,还有一点也是明确的,即由于电网性质不同,其他发电厂和系统运行实践不同,这些成本对不同系统来说也会是不同的。

毫无疑问,存在最适于与风电组合的发电方式,而另一些则不是。例如,灵活的开环燃气轮机被认为对风力发电有利,而不灵活的基荷核电机组就没有互补作用。在全部电力系统中,有些电厂和负荷配置会比其他配置对风电有利。对不同地域、气候条件、自然资源和产业特性来说,最佳配置都各不相同。具有独特特性的大规模风力发电会改变系统的负荷/发电构成方式,而且可能推动市场鼓励对可以优化构成的发电厂投资。

电力系统的可靠性和安全性要求功率的瞬时平衡。因此,风力发电在不同时间尺度(分、小时和天)上的变化性要求有适当的可让其他机组优化组合和解除组合的计划表或时间表,以保持系统平衡。风电装机数量越多,预期值的误差越大。而且风电预测的时间范围越长,误差也越大。短时框架预测会把误差降到很小值,但这需要有灵活的发电设备。负荷预测也会引入一定程度的不可预测性,但它对时间范围不太敏感,对于高风电渗透率来说,长时间范围的风电预测误差是主导性的。显然,配套的火电机组需要具有适于跟踪这种变化性和不可预测性的特性。在“责任自负”的原则下,提供这种平衡服务发生的附加成本应该由风力发电承担。增加风力发电发生的成本包括:配套火电厂灵活性、常规电厂增加的启停次数及提高功率升速要求带来的资金成本(Denny等,2006)。

运营含大量风电的电力系统是一项需要技术创新和市场创新的独特挑战。这些新电力市场的设计和发展受到电力系统运行特性的极大影响。风电具有使它与传统发电技术显著不同的特性,尤其是它的变化性和不可预测性。风电功率的变化性指它在一定时间范围内出力的预期变化,这种预期的误差是不可预测性的度量。为了从风电装机获取最大效益,可能需要修改现有的运行方法(见第5章),而且这些修改需要反映在相应的市场结构中。例如,机组优化组合传统上被表示为确定性优化问题。它基于一个前提假定,即负荷和可用机组的预测基本上是正确的。然而对于风电来说,可能应该把机组优化组合表示为随机优化问题,因为风电预测的误差可能很大。不修改或不适配运营方法可能阻碍风电的发展。可以通过市场机制有效分配这些修改和附加服务的成本。

系统运营和电力市场安排需要密切匹配,就是说经济原则和工程原则需要协调,以优化电力工业。有些人认为,某些运营和市场实践对风电不利,并提出了需要修改市场规则和运营实践的理由。例如,他们认为,关闸时间长(如12h)对风电是不利的,因为在这种时间框架下预测误差非常大(30%,见第6章)。这会让风电运营商需要在平衡机制下买卖容量。平衡机制下的价格在风电短缺时通常很

高，而在风电过剩时很低。缩短关闸时间可以减少平衡机制下的买卖容量。这种观点成功地使 BETTA 市场的前身[⊖]的关闸时间从 4h 缩短到 1h（OFGEM，2002）。但根本问题并没有解决——风电难以提前预测，风电的长期双边合约将依赖于平衡机制或比实时提前几小时进入短期双边安排的发电机。对风电最好的选项——平衡机制或双边安排——都取决于市场细节。

7.6 投资和风险

风电或其他发电形式的投资者都会期待通过各种市场机制得到他们的投资回报。如果风险较高，他们会期望他们的投资回报更高。电力市场有巨大风险。它是一项资本密集型行业，资产难以移动，例如，风电机组一旦安装就不大可能转移。电力价格波动是对投资的巨大威胁。可以在发电和供电企业之间建立保值措施，这就会鼓励某种程度的垂直组合及使用财务工具。最简单实用的财务工具就是差价合同。在这种合同中，发电商和供电商对电量达成一个长期价格，而不管潜在的短期价格是多少（Lowrey，1997）。电力市场中最大的风险是监管风险。监管部门对市场有巨大影响，监管框架和监管能力中任何可感知的弱点都会阻碍投资。

培育电力市场中的真实竞争绝非无关紧要。然而，要通过一家占主导地位的参与者来实现这一目标几乎是不可能的。当一个市场参与者可以确定价格时，就存在市场支配权。但在电力市场中很容易发生这种情况，这也是发电领域常见的问题。尤其是如果老的垄断企业没有适当处理，在建立好市场之前就强制它们放弃发电资产，那么它们至少在起始阶段拥有一定程度的市场支配权就不可避免。市场支配权可被用来抬高电价，赚取非正常利润，或把电价降到成本以下以阻止市场进入。电力市场的市场支配权也可以在无主导的情况下发生——在一些个人从事电力市场博弈时就可能产生这类市场支配权。

随着风电渗透率的提高，运行和电网约束可能要求限制风电出力（见 5.3 节）。在负荷水平较低及风电大发时，出于系统安全考虑，可能必须要求限制风力发电量。市场应该有能力调节这种情况。这种情况的一个简单例子是，在低负荷情况下，出于频率控制和电压控制的原因，需要保持最低数量的灵活机组在线。这类机组将处于最低运转水平。为保持供需平衡，可能必须限制风力发电量。在某种网络、负荷和发电模式下，网络可能发生阻塞，需要减少一个地点的发电量而增加另一地点的发电量以缓解阻塞。这种限出力发生在其他发电方式上，如果对失掉的收益不给以经济补偿，它就可能成为潜在风险来源。在发电机坚实接入（firm access）环境中，就应该支付补偿。坚实接入指发电机有权在所有合理环境中将其电

⊖ 即 NETA，New Electricity Trading Arrangement，电力交易新规定。——译者注

量输出到电网，例如，如果一台坚实接入发电机为解除输电阻塞而限制出力，则它将会因损失的机会成本（opportunity cost）而得到补偿，这一补偿通常是发电成本与电价的差值乘以限制容量。非坚实接入指不支付这种补偿，发电方要承担必须消化这种损失的风险。为鼓励可再生能源发电，有时在立法上规定给予它接入优先权，它在概念上类似于坚实接入。

7.7 未来展望

以上详细说明了电力工业特性使得创建一个真正竞争性的电力市场有很高难度。有人会说，电力系统的实时特性、有限的输电容量、巨大的投资规模都使这个产业实际上不可能在竞争框架下运作。争议一直在持续，引入的竞争性市场结构也一直不断地经历着变化，而且这些变化在很多方面都是试验性的。有趣的是，在爱尔兰，市场转变是从双边型到粗放共享型；而在英国，市场转变是从共享到 NE-TA/BETTA，方向刚好相反。只有时间才能告诉我们重组试验是否成功。

电力市场的成功可以用几个定量判据来评估。市场必须确保有适当的资本投入以保证供电可靠性和安全性。在有大量风电装机的情况下，需要投资必须既进入电厂建设也要进入提高风电性能的技术中。市场价格信号必须鼓励和奖励参与者的正确行为。市场应促进电力系统的优化运行，使对社会的成本效益（社会福祉）最大化。量化不是一件轻而易举的事情，因为它涉及短期、中期和长期时间框架的优化运营。它涉及解决优化调度、机组优化组合及优化规划等问题。而这些问题还仍然是研究中的课题。市场需要奖励创新，需要降低准入壁垒。市场应该促进提高能效，使有害排放最小化。这些排放产生的社会成本需要纳入市场，从而纳入成本。有些人还可能认为用户电价还应该降低。这种观点是天真的，因为竞争市场的价格应该反映成本，一个可持续、高效和低排放的供电系统是一个必须付出代价、与成本成正比的系统。

风电不是近来才加入电力市场的唯一事物。电力系统负荷传统上被认为是不太灵活的，因此被视为一个价格接受者。如果市场需求侧相当缺乏灵活性，则发电方的市场支配权就难以避免（尤其是在高需求时的小市场中）。这已经导致严重的市场支配权问题。这个问题在很多情况下已经逐渐破坏了电力市场的总体概念。但随着技术进步，尤其是通信的发展，负荷已经更加灵活，可以更充分地参与到正在融合的电力市场中。负荷的这种灵活性不仅会使市场运作更高效、更有效，而且它还会使更多风电接入电网，因为负荷的灵活性可以使风电的变化性和不可预测性有了匹配的机会。作为与风电互补的技术（见 5.4 节），储能在未来电力市场中也会有它的位置。然而，多数市场研究都指出，储能只在很特殊领域（niche area）才是可行的。

可以认为，近来公布于众的北美和欧洲的大停电恰当地强调了电力工业重组的失败。在这种环境下，也颇不乏对风电的批评。他们认为，风电的变化性会危及电力系统的可靠性。如果电力市场不能鼓励向电厂合理配置和与风电互补技术投资，那么这一论点就是有价值的。有些人认为，引入竞争性电力市场导致了发电和输电领域投资不足。他们声称，电力资产被过度使用来榨取短期效益，却极少或没有长期规划。风电渗透的成功严重依赖于输电系统的投资以及在没有风期用来替代风电的火电厂。

附录 FACTS 技术

灵活交流输电系统（FACTS，Flexible Alternating Current Transmission System）的设备很昂贵，所以在确定它们的规范之前，必须确保它们的功能是必要的。它们执行 4 项植入各种设备的功能：

- 1. 在电气上分离的系统之间进行功率输送。
- 2. 有功功率管理。
- 3. 无功功率管理。
- 4. 波形质量管理。

这里将不讨论与风电技术关系不大的有功功率管理设备（如移相器、静态同步串联补偿器及潮流综合控制器），无论是内部的还是在联网方面的。为保持论述的完整性，将对高压直流（HVDC，High Voltage Direct Current）用的电流源变换器加以说明，但通常大型风电场是用电压源变换器技术联网的，双馈感应发电机（DFIG）在它的转子电路就使用这种技术。

用线路和电缆进行同步连接会使两个电力系统在性能上如同一个系统。但在下列情况下就显然不适于进行这种连接：如果它们的频率不同或其中一个系统可能因为与另一个电源连接而加剧它的稳定问题或故障水平问题。在这些情况下，这两个系统可以通过变换器/逆变器的直流环节仍然保持为两个分开的实体。在这类应用中，存在传统技术，但其功能执行速度慢或范围狭小。控制有功功率和无功功率的快速动作需求及管理大范围波形畸变问题的需求都需要使用 FACTS 设备。

用于分割电力系统的变换器基础技术有两种：

电流源变换器。它通常是一种线换相设备（line-commutated device），就是说，它的晶闸管是用门控接通，但在电流到零之前一直保持导通。而自换相电流源变换器使用门电路切断（GTO，Gate Turn-off）或绝缘栅双极晶体管（IGBT，Insulated-gate Bipolar Transistor）技术。要进行功率因数控制，线换相设备中的电流必须滞后于电压，而自换相设备的电流可以超前也可以滞后于电压。变换器配置通常为 6 脉冲整流桥或 12 脉冲整流桥。6 脉冲桥接线如图 A-1 所示。

12 脉冲桥（见图 A-2）产生的

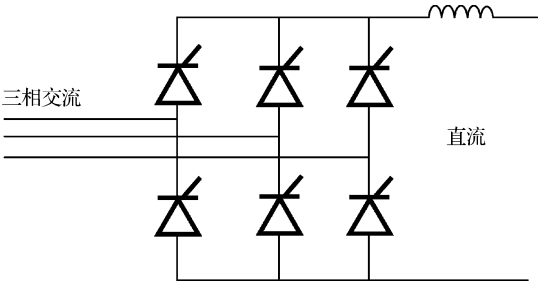


图 A-1 6 脉冲变换器整流桥

交流或直流波形更平滑。它通常由两个 6 脉冲桥组成：一个连到电网变压器的星形接线部分，而另一个连到三角接线部分。这可以保证每 30° 换相一次，而不是像 6 脉冲桥那样每 60° 换相一次。

为成功实现整流，这种变换器都有一个换相重叠期，因此每一周波都有一个短时间的两相有效短路。两相对直流环节有影响

的直流侧漏抗将决定短路电流的幅值。电流越大，则换相时间越长。在逆变运行过程中，这种影响更加明显。如果系统很弱，则系统电压会在此期间崩溃，逆变控制将会失去它的换相基准值。因此，电流源变换器只能用于用故障水平度量时两个系统电气上都比较强的情况。制造商指出，当故障水平低于 6 倍输送功率时，就可能出现换相失败问题，而在低于 3 倍输送功率时就不可能进行功率输送。显然，换相会在直流侧产生波纹，它需要用电抗器来平滑，而在交流侧会产生不完美正弦波。这些不完美情况表现在直流侧产生 $m \times n$ 次谐波，其中 m 是整数， n 是变换器的脉冲数，对 12 脉冲桥，谐波次数为 12、24、36、48 等；交流侧产生的谐波次数为 $m \times n \pm 1$ ，即 11、13、23、25、35、37 等。

电压源变换器。这种变换器可以产生幅值及相位都可以控制的交流电压，类似于同步发电机和调相机。这种设备的换相与交流侧电压无关，因此电压源变换器可用于纯负荷系统（load-only system），即故障水平为零的系统。这使它可用于 DFIG 转子连接、风电场连接及钻井平台连接等。这种设备的接线如图 A-3 所示。

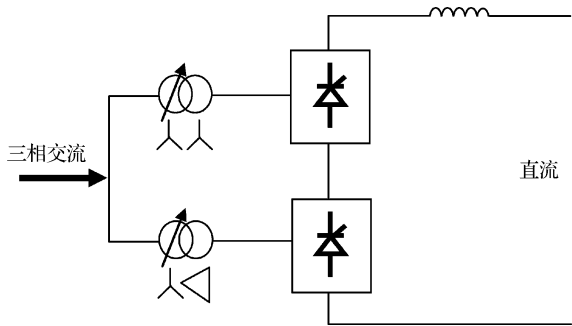


图 A-2 12 脉冲变换器整流桥

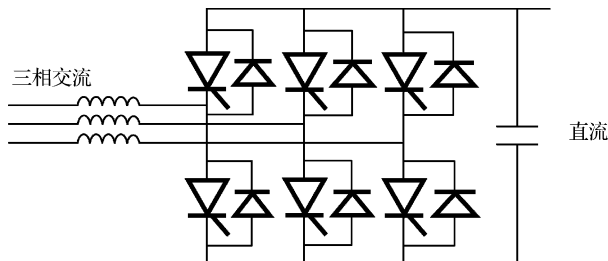


图 A-3 电压源变换器

目前的经济学认为，最高输送容量达 200 ~ 300MW 是可行的，但超过这一界限就过于昂贵。电压源变换器的效率低于电流源变换器，后者的效率可达 98% 或更高。电压源运行使用脉宽调制（PWM，Pulse Width Modulation），以高于线路的频

率进行设备投切。由于它的运行模式不要求正弦波是标准的，所以它可以不考虑电源中的谐波。因此这种变换器可以对电压幅值和波形质量都进行控制。它高频投切的代价是提高了损耗。因此，在使用 PWM 控制选择性消除谐波（SHE，Selective Harmonic Elimination）的方案中，降低投切频率肯定是目标之一。可以使用绕线方式适当的线圈作为电磁回路，以消除某些谐波并降低另一些谐波，从而减少 SHE 负担。在 SHE 用于次数固定的谐波或限制谐波分布模式时，如果不使用 PWM，则可以用改变直流母线电容器电压的方法来实现输出电压控制。它的具体方法是在对直流母线电容器充放电时改变触发延迟角。显然，这一过程要花费时间，不能对 PWM 作出快速响应。电流环路控制可以与 PWM 实现的电压控制连接，组成响应相当快而且灵活的设备。图 A-4 是可以用于 DFIG 设备转子的变换系统的一相。

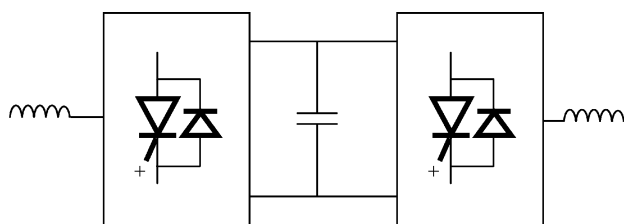


图 A-4 DFIG 使用的变换系统

风电场经常需要在正常运行条件下进行电压控制的无功补偿以及帮助实现故障条件下的穿越。相关的设备有：

静止无功补偿器（SVC，Static VAR Compensator）。这种设备从 20 世纪 70 年代起就开始使用。它把晶闸管投切的电容器组和晶闸管控制的电抗器组合在一起。在系统电压较低时，它发出无功功率，即产生容性电流；而在电压较高时吸收无功功率，性能类似于电感。这种设备通常有一个稳态额定值和一个暂态额定值（仅在吸收无功的方向上）。暂态额定值的作用是对危险高压状态起救援作用，给系统的其他动作留出时间。该设备有两个基本作用：调节一个节点的母线电压，及放置在线路中间点对线路阻抗做出补偿，从而提高它的额定输送容量。这种设备的一个问题是它的容性贡献在电压较高时最为有效。在电压低于 0.9pu 时，它的线性下降，在电压为零时降到零，如图 A-5 所示。

这是因为电容器的无功功率容量随电压下降。因此必须把它视为在额定电压范围内使用的设备。显然，如果问题与风电机组发电机故障穿越有关，电压降落就会远低于这一范围，如果真在这时使用它的话，则电容器就必须充电，直至扰动被清除。单就 SVC 自身来说，它不能把向系统扰动提供无功与向风力发电机提供无功区分开来。

静止同步补偿器（STATCOM，Static Compensator）。这种设备起初被称为高级静止无功补偿器（ASVC，Advanced Static VAR Compensator），是基于电压源变换器

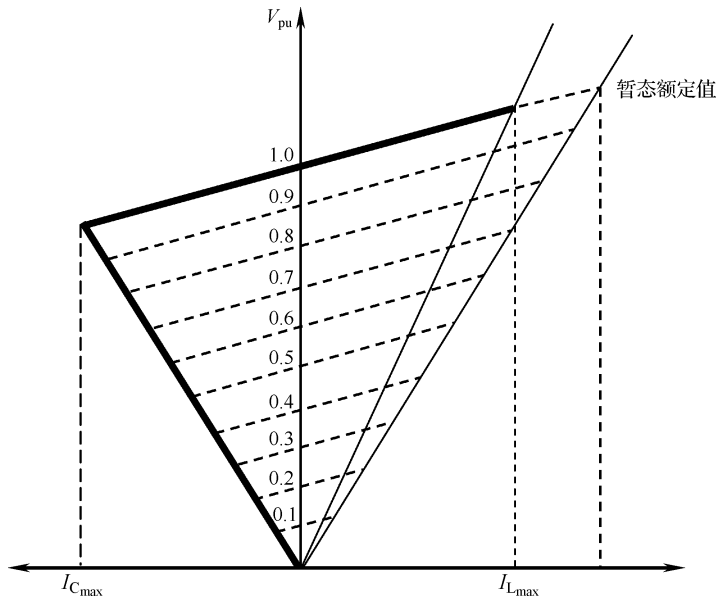


图 A-5 SVC 运行图

而非晶闸管控制电容的设备。它的电压源变换器端子接到一个保持一定电压的小电容上（见图 A-6）。

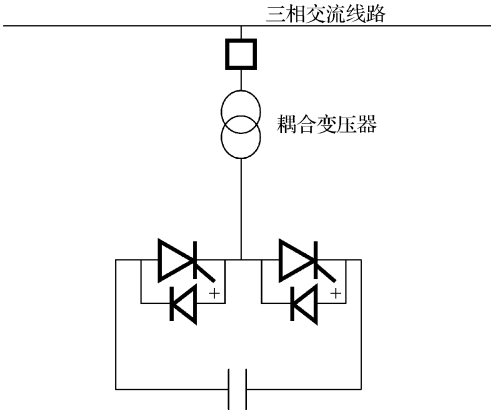


图 A-6 STATCOM 接线

它的输出电压落后于系统电压一个小角度以保持电容被充电。该角度可以变化以调节电容器电压。该电压将决定注入系统的无功功率值（Mvar）。它输出的电流波形对输出电压波形有 90° 相位移。它的优点在于，直至系统电压约为 $0.2pu$ ，它都可以使输出的无功功率保持恒定。电压再降低时，该无功功率会成比例下降，直至电压为零时降到零（见图 A-7）。它在容性区和感性区都具有暂态能力。基于电

压源变换器技术，该设备也可以用作谐波的有源滤波器。

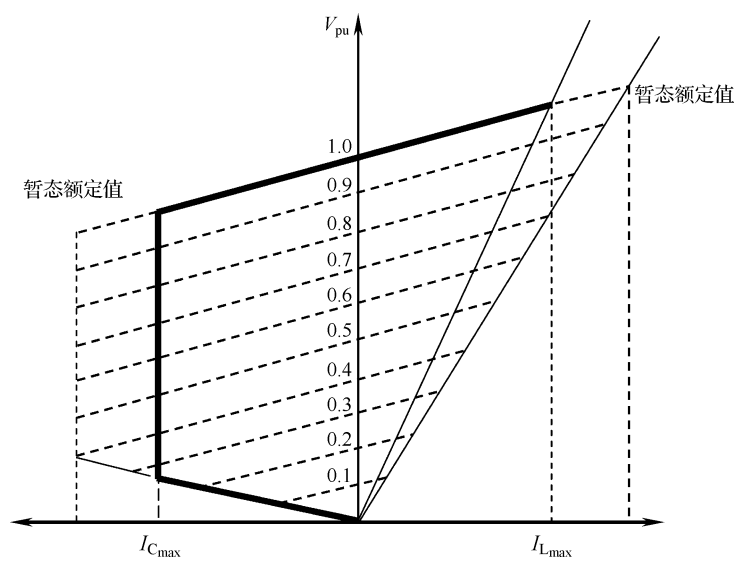


图 A-7 STATCOM 运行图

参 考 文 献

- [1] Akhmatov, V., Abildgaard, H., Pedersen, J., and Eriksen, P. B.: 'Integration of offshore wind power into the western Danish power system', *Offshore Wind Conference*, Copenhagen, Denmark, October 2005
- [2] Akhmatov, V., Nielsen, A. H., Pedersen, J. K., and Nymann, O.: 'Variable-speed wind turbines with multi-pole synchronous permanent magnet generators. Part I: modelling in dynamic simulation tools', *Wind Engineering*, 2003;**27**:531–548
- [3] Anderson, D., and Leach, M.: 'Harvesting and redistributing renewable energy: on the role of gas and electricity grids to overcome intermittency through the generation and storage of hydrogen', *Energy Policy*, 2004;**32**:1603–1614
- [4] Andersson, G., Donalek, P., Farmer, R., Hatziargyriou, N., Kamwa, I., Kundur, P., *et al.*: 'Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance', *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005;**20** (4):1922–1928
- [5] Armor, A. F.: 'Management and integration of power plant operations' in Flynn, D. (ed.), *Thermal power plant simulation and control* (IEE Power and Energy Series, London, 2003) pp. 395–416
- [6] Árnason, B., and Sigfússon, T. I.: 'Iceland – a future hydrogen economy', *International Journal of Hydrogen Energy*, 2000;**25** (5):389–394
- [7] Asmus, P.: 'How California hopes to manage the intermittency of wind power', *The Electricity Journal*, July 2003;**16** (6):48–53
- [8] Atkinson, B. W. (ed.): *Dynamical Meteorology* (Methuen, New York, 1981)
- [9] Australian Greenhouse Office (AGO): *National wind power study: an estimate of readily accepted wind energy in the national electricity market* (AGO, 2003)
- [10] Bach, P. F.: 'A power system with high penetration of renewables', *CIGRE Colloquium on Grid Integration of Renewables – Achievements and Challenges*, Dublin, Ireland, September 2005
- [11] Baldick, R., Helman, U., Hobbs, B. F., and O'Neill, R. P.: 'Design of efficient generation markets', *Proceedings of the IEEE*, 2005;**93** (11):1998–2012
- [12] Barry, D., and Smith, P.: 'Analysis of the integration of wind generation into the Irish system', *IEEE PowerTech Conference*, St Petersburg, Russia, June 2005
- [13] BTM Consult ApS: 'International wind energy development', *World Market Update*, Ringkøbing, Denmark, 2003
- [14] Bueno, C., and Carta, J. A.: 'Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2006; **10** (4): 312–340
- [15] Burton, A., Sharpe, D., Jenkins, N., and Bossanyi, E.: *Wind Energy Handbook* (John Wiley & Sons, Chichester, 2001)
- [16] Castronuovo, E. D., and Peças Lopes, J. A.: 'Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant', *Electrical Power and Energy Systems*, 2004;**26**:771–778
- [17] Christiansen, P.: 'A sea of turbines', *IEE Power Engineer*, February 2003;**17** (1):22–4
- [18] Christopoulos, C.: *An introduction to applied electromagnetism* (John Wiley & Sons,

- Chichester, 1990)
- [19] CIGRE: *Modelling of gas turbines and steam turbines in combined-cycle power plants*, CIGRE Task Force 38.02.25, 2003
 - [20] Commission for Energy Regulation (CER), Ireland (2005) *The Single Electricity Market – proposed high-level design* [online], AIP/SEM/06/05, available from: <http://www.cer.ie> [30 June 2006]
 - [21] Crabtree, G., Dresselhaus, M. S., and Buchanan, M. V.: ‘The hydrogen economy’, *Physics Today*, 2004;**57** (12):39–44
 - [22] Cregan, M., and Flynn, D.: ‘Advances in power plant technology’ in Flynn, D. (ed.) *Thermal power plant simulation and control* (IEE Power and Energy Series, London, 2003) pp. 1–14
 - [23] Dale, L. (2002) *NETA and wind* [online], EPSRC Blowing Workshop, Manchester, available from: <http://www.ee.qub.ac.uk/blowing/> [30 June 2006]
 - [24] Dany, G.: ‘Power reserve in interconnected systems with high wind power production’, *IEEE PowerTech Conference*, Porto, Portugal, September 2001
 - [25] Dawber, K. R., and Drinkwater, G. M.: ‘Wind farm prospects in Central Otago, New Zealand’, *Renewable Energy*, 1996;**9** (1–4):802–805
 - [26] Denny, E., Bryans, G., Fitzgerald, J., and O’Malley, M.: ‘A quantitative analysis of the net benefits of grid integrated wind’, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Paper 1-4244-0493-2/06, Montreal, Canada, 2006
 - [27] Denny, E., and O’Malley, M.: ‘Wind generation, power system operation and emissions reduction’, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006;**21** (1): 341–347
 - [28] Department of Communications, Marine and Natural Resources (DCMNR), Ireland (2005) *AER programme and profile of AER I – VI competitions* [online], available from: <http://www.dcmnr.gov.ie> [30 June 2005]
 - [29] Department of Trade and Industry (DTI): *Digest of UK Energy Statistics, 2005* (DTI, UK, 2005)
 - [30] Deutsche Energie-Agentur (DENA): *Planning of the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020* (DENA, Germany, 2005)
 - [31] Dinic, N., Fox, B., Flynn, D., Xu, L., and Kennedy, A.: ‘Increasing wind farm capacity’, *IEE Proceedings Part C*, 2006;**153** (4):493–498
 - [32] Doherty, R., and O’Malley, M.: ‘New approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity’, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005;**20** (2):587–595
 - [33] Doherty, R., Outhred, H., and O’Malley, M.: ‘Establishing the role that wind generation may have in future generation portfolios’, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006;**21** (3):1415–1422
 - [34] Donalek, P.: ‘Advances in pumped storage’, *Electricity Storage Association Spring Meeting*, Chicago, Illinois, May 2003
 - [35] DTI: *Report into network access issues*, Embedded Generation Working Group, England, 2000
 - [36] Econnect Ltd: *Wind turbines and load management on weak networks*, ETSU Report, W/33/00421/REP, 1996
 - [37] Electricity Supply Board International (ESBI) and Energy Technology Support Unit (ETSU): *Total renewable energy source in Ireland – final report*,

- European Commission Altener programme, Contract XVIII/4.1030/t4/95/IRL, 1997
- [38] Electricity Supply Board National Grid (ESBNG): 'Impact of wind power generation in Ireland on the operation of conventional plant and the economic implications', ESBNG, Ireland, 2004a
- [39] Electricity Supply Board National Grid (ESBNG): *Review of frequency issues for wind turbine generators* (ESBNG, Ireland, 2004b)
- [40] Ender, C.: 'Wind energy use in Germany – Status 30.6.2005', *DEWI Magazine*, 27, 2005
- [41] Energy Technology Support Unit (ETSU): *New and renewable energy: prospects in the UK for the 21st century; supporting analysis*, ETSU R-122, 1999
- [42] Ensslin, C., Ernst, B., Rohrig, K., and Schlögl, F.: 'On-line monitoring and prediction of wind power in German transmission system operation centres', *European Wind Energy Conference*, Madrid, Spain, June 2003
- [43] Environmental Change Institute (ECI): *Wind power and the UK wind resource* (ECI, England, 2005)
- [44] European Commission, DG XII: *ExternE – externalities of energy* (Office for Official Publications, Luxembourg, 1995)
- [45] European Commission: *The promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*, Directive 2001/77/EC, 2001
- [46] European Wind Energy Association (EWEA): *Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations* (EWEA, Belgium, 2005)
- [47] Federal Energy Regulatory Commission (FERC): *Standardised market design and structure* (FERC, USA, 2003)
- [48] Ford, R.: 'Blackout scare underlines industry dilemma', *IEE Power Engineer*, June/July 2005, 16
- [49] Gardner, P., Snodin, H., Higgins, A., and McGoldrick, S.: *The impacts of increased levels of wind penetration on the electricity systems of the Republic of Ireland and Northern Ireland*, Report for the Commission for Energy Regulation/OFREG NI, 2003
- [50] Giebel, G.: 'The capacity credit of wind energy in Europe, estimated from reanalysis data', *Shaping the Future, World Exposition 2000*, Hanover, Germany, July 2000
- [51] Giebel, G. (ed.): *Wind power prediction using ensembles*, Risø-R-1527(EN), Risø National Laboratory, 2005
- [52] Giebel, G., Landberg, L., Kariniotakis, G., and Brownsword, R.: 'State-of-the-art on methods and software tools for short-term prediction of wind energy production', *European Wind Energy Conference*, Madrid, Spain, June 2003
- [53] Golding, E. W.: *The generation of electricity by wind power* (E & F N Spon, London, 1955 – reprinted by Halstead Press, New York, 1976)
- [54] Grainger, J. J., and Stevenson, W. D.: *Power system analysis* (McGraw-Hill, New York, 1994)
- [55] Gyuk, I., Kulkarni, P., Sayer, J. H., Boyes, J. D., Corey, G. P., and Peek, G. H.: 'The United States of storage', *IEEE Power and Energy Magazine*, 2005;3 (March/April):31–39

- [56] Hamoud, G., and Bradley, I.: 'Assessment of transmission congestion cost and locational marginal pricing in a competitive electricity market', *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004;**19** (2):769–775
- [57] Hartnell, G., and Milborrow, D.: *Prospects for offshore wind energy* [online], EU Altener contract XVII/4.1030/Z/98-395, 2000, available from: <http://www.bwea.com> [30 June 2006]
- [58] Heffner, G. C., Goldman, C. A., and Moezzi, M. M.: 'Innovative approaches to verifying demand response of water heater load control', *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2006;**21** (1):388–397
- [59] Heier, S.: *Grid integration of wind energy conversion systems* (John Wiley & Sons, Chichester, 1998)
- [60] Holdsworth, L., Ekanayake, J. B., and Jenkins, N.: 'Power system frequency response from fixed-speed and doubly-fed induction generator based wind turbines', *Wind Energy*, 2004;**7**:21–35
- [61] Holdsworth, L., Wu, X. G., Ekanayake, J. B., and Jenkins, N.: 'Comparison of fixed-speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances', *IEE Proceedings Part C*, 2003;**150** (3):343–352
- [62] Holttinen, H.: 'Hourly wind power variations in the Nordic countries', *Wind Energy*, 2005a;**8** (2):173–195
- [63] Holttinen, H.: 'Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries', *Wind Energy*, 2005b;**8** (2):197–218
- [64] Holttinen, H.: 'Optimal electricity market for wind power', *Energy Policy*, 2005c;**33** (16):2052–2063.
- [65] Hor, C. L., Watson, S. J., and Majithia, S.: 'Analyzing the impact of weather variables on monthly electricity demand', *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005;**20** (4):2078–2085
- [66] Hudson, R., Kirby, B., and Wan, Y. H.: 'The impact of wind generation on system regulation requirements', *AWEA Wind Power Conference*, Washington, DC, 2001
- [67] Hughes, E.: *Electrical and electronic technology* (Pearson Prentice-Hall, Harlow, 2005)
- [68] ILEX Energy Consulting and Strbac, G.: *Quantifying the system costs of additional renewables in 2020* (Department of Trade and Industry, UK, 2002)
- [69] Institut für Solar Energieversorgungstechnik (ISET): *Wind energy report, Germany: annual evaluation*, Kassel, Germany, 1999/2000
- [70] International Energy Agency (IEA): *Key world energy statistics* (IEA, Paris, 2005)
- [71] Jauch, C., Matevosyan, J., Ackermann, T., and Bolik, S.: 'International comparison of requirements for connection of wind turbines to power systems', *Wind Energy*, 2005;**8** (3):295–306
- [72] Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., and Strbac, G.: *Embedded Generation* (IEE Power and Energy Series, London, 2000)
- [73] Johnson, A., and Tleis, N.: 'The development of grid code requirements for new and renewable forms of generation in Great Britain', *Wind Engineering*, May 2005;**29** (3):201–215
- [74] Johnson, G. L.: *Wind energy systems* (Prentice Hall, New Jersey, 1985)
- [75] Kahn, E. P.: 'Effective load carrying capability of wind generation: initial results with public data', *The Electricity Journal*, December 2004, pp. 85–95

- [76] Kaldellis, J. K., Kavadias, K. A., Filios, A. E., and Garofallakis, S.: 'Income loss due to wind energy rejected by the Crete island electricity network – the present situation', *Applied Energy*, 2004;**79**:127–144
- [77] Kalnay, E., Lord, S. J., and McPherson, R. D.: 'Maturity of numerical weather prediction: medium range', *Bulletin of the American Meteorological Society*, 1998;**79**:2753–2769
- [78] Kariniotakis, G., Halliday, J., Brownsword, R., Palomares, M. A., Ciemat, I. C., Madsen, H., *et al.*: 'Next generation short-term forecasting of wind power – overview of the ANEMOS Project', *European Wind Energy Conference*, Athens, Greece, February 2006a
- [79] Kariniotakis, G., Pinson, P., Siebert, N., Giebel, G., and Barthelmie, R.: 'The state of the art in short-term prediction of wind power – from an offshore perspective', *European Wind Energy Conference*, Athens, Greece, February 2006b
- [80] Keane, A., and O'Malley, M.: 'Optimal allocation of embedded generation on distribution networks', *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005;**20** (3):1640–1646
- [81] Keane, A., and O'Malley, M.: 'Optimal distributed generation plant using novel loss adjustment factors', *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, Canada, 2006
- [82] Keith, G., and Leighty, W. C.: 'Transmitting 4000 MW of new wind power from North Dakota to Chicago: new HVDC electric lines or hydrogen pipeline', *Synapse Energy Economics*, Vol. 11, 2002
- [83] Kirby, B.: *Spinning reserve from responsive loads*, Oak Ridge National Laboratory, ORNL/TM-2003/19, 2003
- [84] Kirby, N. M., Xu, L., Luckett, M., and Siepmann, W.: 'HVDC transmission for large offshore wind farms', *IEEE Power Engineering Journal*, 2002;**16** (3):135–141
- [85] Kishinevsky, Y., and Zelingher, S.: 'Coming clean with fuel cells', *IEEE Power and Energy Magazine*, 2003;**1** (6):20–25
- [86] Koch, F., Erlich, I., Shewarega, F., and Bachmann, U.: 'The effect of large offshore and onshore wind farms on the frequency of a national power supply system: simulation modelled on Germany', *Wind Engineering*, 2003;**27** (5):393–404
- [87] Kondoh, J., Ishii, I., Yamaguchi, H., Murata, A., Otani, K., Sakuta, K., *et al.*: 'Electrical energy storage systems for energy networks', *Energy Conservation and Management*, 2000;**41** (17):1863–1874
- [88] Krause, P. C., Wasynczuk, O., and Sudhoff, S. D.: *Analysis of electric machinery and drive systems* (IEEE Series on Power Engineering, Wiley, 2002)
- [89] Kristoffersen, J. R., and Christiansen, P.: 'Horns Rev offshore wind farm: its main controller and remote control system', *Wind Engineering*, 2003;**27** (5):351–360
- [90] Kundur, P.: *Power systems stability and control* (McGraw-Hill, New York, 1994)
- [91] Lalor, G., Mullane, A., and O'Malley, M.: 'Frequency control and wind turbine technologies', *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005;**20**:1905–1913
- [92] Lalor, L., Ritchie, J., Rourke, S., Flynn, D., and O'Malley, M.: 'Dynamic frequency control with increasing wind generation', *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Denver, Colorado, June 2004
- [93] Landberg, L.: *Short-term prediction of local wind conditions*, Risø-R-702(EN), Risø National Laboratory, 1994
- [94] Landberg, L., Hansen, M. A., Versterager, K., and Bergstrøm, W.: *Implementing*

- wind forecasting at a utility, Risø-R-929(EN), Risø National Laboratory, 1997
- [95] Lang, S., Möhrle, C., Jørgensen, J., O'Gallchóir, B., and McKeogh, E.: 'Application of a multi-scheme ensemble prediction system of wind power forecasting in Ireland and comparison with validation results from Denmark and Germany', *European Wind Energy Conference*, Athens, Greece, February 2006a
 - [96] Lang, S., Möhrle, C., Jørgensen, J., O'Gallchóir, B., and McKeogh, E.: 'Aggregate forecasting of wind generation on the Irish grid using a multi-scheme ensemble prediction system', *Renewable Energy in Maritime Island Climates*, Dublin, Ireland, April 2006b
 - [97] Larsson, A.: 'Flicker emissions of wind turbines during continuous operation', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2002; **17** (1):114–123
 - [98] Laughton, M. A.: 'Implications of renewable energy in electricity supply', IMechE Seminar Publication *Power Generation by Renewables*, London, UK, 2000
 - [99] Le Gourieres, D.: *Wind power plants theory and design* (Pergamon Press, Oxford, 1982)
 - [100] Leonhard, W., and Müller, K.: 'Balancing fluctuating wind energy with fossil power stations', *Electra*, October 2002, pp. 12–18
 - [101] Littler, T. L., Fox, B., and Flynn, D.: 'Measurement-based estimation of wind farm inertia', *IEEE PowerTech Conference*, St Petersburg, Russia, June 2005
 - [102] Lowrey, C.: 'The Pool and forward contracts in the UK electricity supply industry', *Energy Policy*, 1997; **25** (4):413–423
 - [103] Lund, H.: 'Large-scale integration of wind power into different energy systems', *Energy*, 2005; **30**:2402–2412
 - [104] Madsen, H., Kariniotakis, G., Nielsen, H. A., Nielsen, T. S., and Pinson, P. (2004) *A protocol for standardising the performance of a short-term wind power prediction* [online], available from: http://anemos.cma.fr/download/ANEMOS_D2.3_EvaluationProtocol.pdf [30 June 2006]
 - [105] Manwell, J. F., McGowan, J. G., and Rogers, A. L.: *Wind energy explained* (John Wiley & Sons, Chichester, 2002)
 - [106] Matevosyan, J., and Söder, L.: 'Evaluation of wind energy storage in hydro reservoirs in areas with limited transmission capacity', *4th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, Billund, Denmark, October 2003
 - [107] McCartney, A. I.: 'Load management using radio teleswitches within NIE', *IEE Power Engineering Journal*, 1993; **7** (4): 163–169
 - [108] McIlveen, R.: *Fundamentals of weather and climate* (Chapman & Hall, 1992)
 - [109] Meteorological Office: *Meteorological Glossary* (HMSO, 1991)
 - [110] Milborrow, D.: 'Towards lighter wind turbines', *8th British Wind Energy Association Conference*, Cambridge, 1986 (Mechanical Engineering Publications Ltd, London, 1986)
 - [111] Milborrow, D.: '2000 review shows improving output', *Windstats*, 2001a; **14**(1)
 - [112] Milborrow, D.: *Penalties for intermittent sources of energy*, Working Paper for PIU Energy Review, 2001b
 - [113] Milborrow, D.: 'Assimilation of wind energy into the Irish electricity network' in *Perspectives from Abroad* (Sustainable Energy Ireland, Dublin, May 2004)
 - [114] Milborrow, D.: 'Nuclear suddenly the competitor to beat', *Windpower Monthly*,

- 2006;**21**:43–47
- [115] Milligan, M., and Porter, K.: ‘The capacity value of wind in the United States: methods and implementation’, *The Electricity Journal*, March 2006, pp. 91–99
 - [116] Morimoto, S., Sanada, M., and Takeda, Y.: ‘Wide-speed operation of interior permanent magnet synchronous motors with high-performance current regulator’, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1994; **30** (4):920–926
 - [117] Müller, S., Deicke, M., and De Doncker, R. W.: ‘Doubly fed induction generator systems for wind turbines’, *IEEE Industry Applications Magazine*, 2002, pp. 26–33
 - [118] National Grid Company: *Evidence to House of Lords’ Select Committee on ‘Electricity from Renewables’*, The Stationery Office, HL78-II, 1999
 - [119] Nielsen, T. S., Joensen, A., Madsen, H., Landberg, L., and Giebel, G.: ‘A new reference for predicting wind power’, *Wind Energy*, 1998;**1**:29–34
 - [120] Nielsen, T. S., Madsen, H., Nielsen, H. A., Landberg, L., and Giebel, G.: ‘Prediction of regional wind power’, *Global Wind Power Conference*, Paris, France, April 2002
 - [121] Nielsen, T. S., Madsen, H., Nielsen, H. A., Pinson, P., Kariniotakis, G., Siebert, N., Marti, I., *et al.*: ‘Short-term wind power forecasting using advanced statistical methods’, *European Wind Energy Conference*, Athens, Greece, February 2006
 - [122] Nourai, A., Martin, B. R., and Fitchett, D. R.: ‘Testing the limits’, *IEEE Power and Energy Magazine*, 2005;**3** (2): 40–46
 - [123] Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM): *Initial proposals for NGC’s system operator incentive scheme under NETA*, A Consultation Document and Proposed Licence Modifications (OFGEM, London, 2000)
 - [124] OFGEM (2002) *The review of the first year of NETA* [online], Vol. 2, available from: <http://www.ofgem.gov.uk> [30 June 2006]
 - [125] OFGEM (2004) *BETTA at a glance* [online], available from: <http://www.ofgem.gov.uk> [30 June 2006]
 - [126] O’Kane, P. J., Fox, B., and Morrow, D. J.: ‘Impact of embedded generation on emergency reserve’, *IEE Proceedings Part C*, 1999;**146** (2):159–163
 - [127] P28: *Planning limits for voltage fluctuations caused by domestic, industrial and commercial equipment in the UK* (Energy Networks Association, UK, 1989)
 - [128] Palutikof, J., Cook, H., and Davies, T.: ‘Effects of geographical dispersion on wind turbine performance in England: a simulation’, *Atmospheric Environment*, 1990;**24**:(1):213–227
 - [129] Pantaleo, A., Pellerano, A., and Trovato, M.: ‘Technical issues for wind energy integration in power systems: projections in Italy’, *Wind Engineering*, 2003; **27** (6):473–493
 - [130] Papazoglou, T. M. (2002) *Sustaining high penetration of wind generation – the case of the Cretan electric power system* [online], EPSRC BLOWING Workshop, Belfast, available from: <http://www.ee.qub.ac.uk/blowing/> [30 June 2006]
 - [131] Parsons, B., Milligan, M., Zavadil, R., Brooks, D., Kirby, B., Dragoon, K., *et al.*: ‘Grid impacts of wind power: a summary of recent studies in the United States’, *Wind Energy*, 2004;**7** (2):87–108
 - [132] Peças Lopes, J. A.: ‘Technical and commercial impacts of the integration of wind

- power in the Portugese system having in mind the Iberian electricity market', *IEEE PowerTech Conference*, St Petersburg, Russia, June 2005
- [133] Persaud, S., Fox, B., and Flynn, D.: 'Modelling the impact of wind power fluctuations on the load following capability of an isolated thermal power system', *Wind Engineering*, 2000;**24** (6):399–415
 - [134] Petersen, E. L., Mortensen, N. G., Landberg, L., Højstrup, J., and Frank, H. P.: *Wind power meteorology*, Risø-I-1206(EN), Risø National Laboratory, 1997
 - [135] Pinson, P., Ranchin, T., and Kariniotakis, G.: 'Short-term wind power prediction for offshore wind farms – evaluation of fuzzy-neural network based models', *Global Windpower Conference*, Chicago, Illinois, March 2004
 - [136] Piwko, R., Osborn, D., Gramlich, R., Jordan, G., Hawkins, D., and Porter, K.: 'Wind energy delivery issues: transmission planning and competitive electricity market operation', *IEEE Power and Energy Magazine*, 2005;**3** (6):47–56
 - [137] Pritchard, G.: 'The must-run dispatch auction in the electricity market', *Energy Economics*, 2002;**24** (3):196–216
 - [138] Putnam, P. C.: *Power from the wind* (Van Nostrand, New York, 1948)
 - [139] Rodríguez, J. M., Martos, F. S., Baeza, D. A., and Bañares, S.: 'The Spanish experience of the grid integration of wind energy sources', *IEEE PowerTech Conference*, St Petersburg, Russia, June 2005
 - [140] Romanowitz, H., Muljadi, E., Butterfield, C. P., and Yinger, R.: 'VAr support from distributed wind energy resources', *World Renewable Energy Congress VIII*, Denver, Colorado, August 2004
 - [141] Schaber, S., Mazza, P., and Hammerschlag, R.: 'Utility-scale storage of renewable energy', *The Electricity Journal*, 2004;**17** (6):21–29
 - [142] Schwartz, M.: 'Wind forecasting activities at the U.S. National Renewable Energy Laboratory', *IEA Topical Expert Meeting on Wind Forecasting Techniques*, Boulder, Colorado, April 2000
 - [143] Sherif, S. A., Barbir, F., and Veziroglu, T. N.: 'Towards a hydrogen economy', *The Electricity Journal*, 2005;**18** (6):62–76
 - [144] Smith, J. C.: 'Winds of change: issues in utility wind integration', *IEEE Power and Energy Magazine*, 2005;**3** (6):20–25.
 - [145] Sorensen, B., Petersen, A. H., Juhl, C., Ravn, H., Sondergren, C., Simonsen, P., *et al.*: 'Hydrogen as an energy carrier: scenarios for future use of hydrogen in the Danish energy system', *International Journal of Hydrogen Energy*, 2004;**29** (1):23–32
 - [146] South Western Electricity Plc: *Interaction of Delabole wind farm and South Western Electricity's distribution system*, ETSU Report, W/33/00266/REP, 1994
 - [147] Spera, D. A. (ed.): *Wind turbine technology, fundamental concepts of wind turbine engineering* (ASME Press, New York, 1994)
 - [148] Steinberger-Wilckens, R.: 'Hydrogen as a means of transporting and balancing wind power production' in Ackermann, T. (ed.), *Wind Power in Power Systems* (John Wiley & Sons, Chichester, 2005)
 - [149] Sustainable Energy Ireland (SEI): *Operating reserve requirements as wind power penetration increases in the Irish electricity system* (Sustainable Energy Ireland, Dublin, August 2004)
 - [150] Sweet, W.: 'Get rich quick scheme', *IEEE Spectrum*, January 2006, pp. 8–10
 - [151] Tan, K., and Islam, S.: 'Optimum control strategies in energy conversion of PMSG

- wind turbine system without mechanical sensors', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2004; **19** (2):392–39
- [152] Tande, J. O. G., and Vogstad, K. O.: 'Operation implications of wind power in a hydro-based power system', *European Wind Energy Conference*, Nice, France, August 1999, pp. 425–428
 - [153] Troen, I., and Petersen, E. L.: *European wind atlas* (Risø National Laboratory, Roskilde, 1989)
 - [154] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): *Final report of the investigation committee on the 28 September 2003 blackout in Italy*, UCTE, Brussels, April 2004
 - [155] van der Linden, S.: 'The potential for bulk energy storage in the USA, current developments and future prospects', *World Renewable Energy Congress VIII*, Denver, Colorado, August 2004
 - [156] van Zuylen, E. G., Ramackers, L. A. M., van Wijk, A. J. M., and Verschelling, J. A.: 'Wind power fluctuations on a national scale', *European Wind Energy Conference*, Gothenburg, Sweden, 1996, pp. 986–989
 - [157] Vince, G.: 'Smart fridges could ease burden on energy supply', *New Scientist*, July 2005, p. 24
 - [158] Voorspools, K. R., and D'Haeseleer, W. D.: 'An analytical formula for the capacity credit of wind power', *Renewable Energy*, 2006; **31**:45–54
 - [159] Warren, J., Hannah, P., Hoskin, R., Lindley, D., and Musgrove, P.: 'Performance of wind farms in complex terrain', *17th British Wind Energy Association Conference*, Warwick, 1995 (Mechanical Engineering Publications Ltd, London, 1995)
 - [160] Watson, J.: 'The technology that drove the "dash for gas"', *IEE Power Engineering Journal*, 1997; **11** (1):11–19
 - [161] Watson, J.: *Advanced fossil-fuel technologies for the UK power industry*, Submission to the UK Government Review of Energy Sources for Power Generation, Science Policy Research Unit, University of Sussex, UK, 1998
 - [162] Watson, R., and Landberg, L.: 'Evaluation of the Prediktor wind power forecasting system in Ireland', *European Wind Energy Conference*, Madrid, Spain, 2003
 - [163] Weedy, B. M., and Cory, B. J.: *Electric power systems* (John Wiley & Sons, New York, 1998)
 - [164] *Windpower Monthly*: 'The Windicator', 1997–2005 (April issues)
 - [165] Wood, A. J., and Wollenberg, B. F.: *Power generation operation and control*, 2nd edn (John Wiley & Sons, New York, 1996)

风力发电的快速发展对电力系统规划、运行和控制具有多方面的含义。它对于旧有的国有化电力公司来说是一个重大的挑战，而对于如今的自由化电力市场来说，这种挑战更加严峻。

对所有类型的风力发电来说，电网发展、电压升高、保护及监控都是共有的联网问题。只有理解了电力工程的基本概念和风力发电技术才能解决这些问题。当风电比例接近全部发电容量的10%时，它会对系统运行产生影响。本书阐述了系统平衡的内涵原则，并介绍了各种出力难以预测的变化性电源的影响。风电功率预测对风电成功并网具有决定性作用，书中介绍了它的理论基础和目前实践。储能也有作用，但成本不能太高，最好在现有负荷的智能化基础上使用。最后，本书介绍了电力市场，对风电面对的商业挑战进行了评估。

本书广泛讨论了风电并入电力系统的所有重要方面。它不要求读者具备专门知识，它的对象是那些希望概要了解使21世纪持续性电力供应得到保证的技术的不同专业的工程技术人员。

国际电气工程先进技术译丛

传播国际最新技术成果 搭建电气工程技术平台

- 《风电并网：联网与系统运行》
- 《可再生能源的转换、传输和储存》
- 《海底电力电缆——设计、安装、修复和环境影响》
- 《光伏技术与工程手册》
- 《柔性交流输电系统在电网中的建模与仿真》
- 《风力发电的模拟与控制》
- 《风电场并网稳定性技术》
- 《智能电网中的电力电子技术》
- 《电接触理论、应用与技术》
- 《模糊控制器设计理论与应用》
- 《电磁屏蔽原理与应用》
- 《高效可再生分布式发电系统》
- 《电网保护》
- 《分布式发电——感应和永磁发电机》
- 《电力系统谐波》
- 《风能与太阳能发电系统——设计、分析与运行》（原书第2版）
- 《瞬时功率理论及其在电力调节中的应用》
- 《风力机控制系统原理、建模及增益调度设计》
- 《高压输配电设备实用手册》
- 《电力变流器电路》
- 《电力系统中的电磁兼容》
- 《超高压交流输电工程》（原书第3版）
- 《高压直流输电与柔性交流输电控制装置——静止换流器在电力系统中的应用》
- 《电磁兼容原理与应用》（原书第2版）
- 《电力电子技术手册》
- 《基于晶闸管的柔性交流输电控制装置》
- 《电力电容器》
- 《电力系统谐波——基本原理、分析方法和滤波器设计附习题解答》
- 《配电可靠性与电能质量》
- 《现代电动汽车、混合动力电动汽车和燃料电池车——基本原理、理论和设计》（原书第2版）

上架指导：工业技术/新能源

● ISBN 978-7-111-35016-3

● 封面设计：马精明

定价：68.00元

地址：北京市百万庄大街22号

电话服务

社服务中心：(010)88361066

销售一部：(010)68326294

销售二部：(010)88379649

读者购书热线：(010)88379203

邮政编码：100037

网络服务

门户网：<http://www.cmpbook.com>

教材网：<http://www.cmpedu.com>

封面防伪标均为盗版

ISBN 978-7-111-35016-3



9 787111 350163 >